

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 27 MAI 2021
PAR VISIOCONFÉRENCE

VOLUME 13

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 DOMINIQUE NEUMAN	5
PLAIDOIRIE PAR Me MARIE-ANNICK TOURILLON	52
PLAIDOIRIE PAR Me HÉLÈNE SICARD	64
RÉPLIQUE PAR Me SIMON TURMEL	97

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce vingt-
2 septième (27e) jour du mois de mai :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-sept (27)
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 la
14 dernière journée de l'audience. Il nous reste trois
15 personnes à passer en plaidoirie, pour les
16 argumentations. Nous avons SÉ ce matin, suivi de
17 l'ASSQ ainsi que de UC. Et nous aurons la réplique
18 par la suite du Distributeur.

19 Maître Neuman, j'ai pris connaissance ce
20 matin de votre document. Vous aviez annoncé trente
21 (30) minutes et on va s'en tenir à ce trente (30)
22 minutes-là, là. On va vous demander d'être concis
23 et structuré dans votre plaidoirie.

24 PLAIDOIRIE PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

25 Absolument. De toute façon, je n'avais pas

1 l'intention de lire le texte au complet. C'est
2 simplement pour que vous l'ayez sous la main. Donc,
3 bonjour, Madame la Présidente, Madame et Monsieur
4 les Régisseurs. Dominique Neuman pour Stratégies
5 énergétiques. Et j'inviterais madame la greffière à
6 présenter l'argumentation et d'aller directement à
7 la page numéro 3 qui est la page Adobe 17.
8 D'accord.

9 Donc, ce que nous vous plaignons, c'est que
10 devant la Régie de l'énergie, la rentabilité d'une
11 dépense, y compris une dépense occasionnée par un
12 crédit tarifaire, ou d'un investissement doit être
13 évaluée du point de vue de leur impact tarifaire
14 sur la masse de la clientèle.

15 L'examen d'une telle rentabilité provient
16 de l'exigence de l'article 49 de la Loi sur la
17 Régie de l'énergie, auquel réfère son article 52.3,
18 selon laquelle les dépenses reconnues dans le coût
19 de service servant à la fixation des tarifs doivent
20 être nécessaires, tout en gardant à l'esprit qu'une
21 telle nécessité a toujours été interprétée de façon
22 souple, permettant même d'accepter éventuellement
23 une dépense issue d'un crédit tarifaire qui aurait
24 été non rentable, ce qui n'est toutefois pas le cas
25 ici tel que je le plaide aujourd'hui.

1 Cette souplesse dont dispose la Régie,
2 quant à l'interprétation de ce qui constitue une
3 dépense nécessaire, résulte à la fois de l'article
4 5 de la loi, selon lequel la Régie, dans l'exercice
5 de toutes ses juridictions, doit assurer la
6 conciliation entre l'intérêt public, la protection
7 des consommateurs et un traitement équitable du
8 transporteur d'électricité et des distributeurs et
9 en favorisant la satisfaction des besoins
10 énergétiques dans le respect des objectifs des
11 politiques énergétiques du gouvernement, dans une
12 perspective de développement durable et d'équité au
13 plan individuel comme au plan collectif et de
14 l'article 51 de la Loi, auquel réfère également son
15 article 52.3, selon lequel les tarifs fixés par la
16 Régie doivent couvrir les coûts de capital et
17 d'exploitation, en maintenant la stabilité du
18 Distributeur, dans notre cas, et le développement
19 normal d'un réseau de distribution et en assurant
20 un rendement raisonnable sur sa base de
21 tarification.

22 Historiquement, dans un mode de
23 tarification annuel, que je vais... qu'on appelle
24 « COS+R » le coût de service plus rendement, dans
25 un mode de tarification annuel COS+R basé

1 annuellement sur le coût de service et le
2 rendement, prévus ou ajustés selon le réel,
3 l'examen de l'impact tarifaire d'une dépense sur la
4 masse de la clientèle équivaut à l'examen de sa
5 rentabilité du point de vue d'un Distributeur ou du
6 Transporteur.

7 Mais cela n'est plus vrai si la
8 tarification cesse d'être basée sur le coût de
9 service et de rendement annuellement, mais ne l'est
10 que certaines années seulement. Alors que les
11 autres années, cette tarification devient plutôt
12 établie selon une formule paramétrique, qu'il
13 s'agisse du mécanisme de réglementation incitative
14 ou d'une simple indexation selon l'inflation ou de
15 toute autre formule paramétrique, ajustant
16 annuellement une ancienne fixation des tarifs COS+R
17 en autant, évidemment, que la dépense
18 spécifiquement visée ne soit pas exclue de cette
19 formule paramétrique annuelle pour être, au
20 contraire, calculée selon son propre coût annuel.

21 Donc, la rentabilité pour le Distributeur
22 sur la totalité des années de l'horizon de calcul
23 de l'impact d'une dépense devient alors distincte
24 de l'impact tarifaire sur la masse de la clientèle
25 sur la totalité de ces années. Il devient en effet

1 possible que le Distributeur, sur ces années, ne
2 récupère pas son coût dans les tarifs ou, au
3 contraire, reçoive davantage que son coût. La
4 rentabilité pour le Distributeur ou le Transporteur
5 sur la totalité des années de l'horizon du calcul
6 d'une dépense ne fait alors plus partie du calcul
7 de rentabilité que doit rechercher la Régie du
8 point de vue de l'impact tarifaire sur la masse de
9 la clientèle. Tout au plus, la rentabilité pour le
10 Distributeur fait partie des considérations des
11 articles 5 et 51 que je viens de mentionner, dont
12 la Régie tient compte, avec d'autres
13 considérations, dans son application souple de la
14 nécessité d'une dépense.

15 En d'autres termes, au présent dossier
16 R-4041-2018, en sa Phase 2, qui est une cause
17 tarifaire telle qu'elle est actuellement
18 constituée, la Régie de l'énergie doit,
19 conformément à l'article 49.1 de la Loi sur la
20 Régie de l'énergie... pardon, 49 alinéa 1 de la Loi
21 sur la Régie de l'énergie, auquel réfère son
22 article 52.3, examiner si la dépense résultant du
23 crédit de l'Option tarifaire GDP Affaires est
24 nécessaire, en tenant compte notamment des
25 considérations des articles 5 et 51 de la Loi.

1 Cet examen de la nécessité de cette dépense
2 sera premièrement basé sur son impact tarifaire sur
3 la masse de la clientèle tel que résultant du mode
4 réel de fixation des tarifs d'Hydro-Québec
5 Distribution existant depuis la Loi de
6 simplification.

7 Si toutefois HQD encourt un impact
8 tarifaire différent qu'il ne peut récupérer dans
9 les tarifs de la masse de la clientèle, alors la
10 Régie en tiendra compte, avec d'autres aspects,
11 dans le cadre des considérations que lui dictent
12 les articles 5 et 51 de la Loi, à savoir l'intérêt
13 public, le traitement équitable du Distributeur, le
14 développement durable, l'équité, la stabilité du
15 Distributeur, le développement normal d'un réseau
16 de distribution, le rendement raisonnable.

17 Ainsi, selon la Loi de simplification, à
18 l'exception de tout tarif particulier qui serait
19 soustrait du nouveau régime par l'effet du droit
20 transitoire ou d'un décret du gouvernement, les
21 tarifs d'Hydro-Québec Distribution de deux mille
22 dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020), basés sur
23 le coût de service prévu de deux mille dix-neuf,
24 deux mille vingt (2019-2020), sont prolongés, avec
25 indexation selon l'inflation sauf la première

1 année, pour chacune des années tarifaires deux
2 mille vingt, vingt et un (2020-2021) jusqu'à deux
3 mille vingt-quatre, deux mille vingt-cinq
4 (2024-2025).

5 À moins d'un changement législatif d'ici
6 là, en deux mille vingt-cinq, deux mille vingt-six
7 (2025-2026), les tarifs d'Hydro-Québec Distribution
8 seront au contraire basés sur le coût de service
9 alors prévu de deux mille vingt-cinq, deux mille
10 vingt-six (2025-2026), puis seront prolongés avec
11 indexation selon l'inflation pour chacune des cinq
12 années tarifaires suivantes.

13 Puis les tarifs d'Hydro-Québec Distribution
14 de deux mille trente, deux mille trente et un
15 (2030-2031) seront eux-mêmes basés sur le coût de
16 service alors prévu de deux mille trente, trente et
17 un (2030-2031) et ensuite prolongés avec indexation
18 selon l'inflation pour cinq autres années avant la
19 cause tarifaire suivante.

20 Certes, nous croyons qu'il demeure
21 souhaitable, à titre de référence informative, et
22 aux fins notamment d'appliquer les considérations
23 des articles 5 et 51 de la Loi, de continuer
24 notamment d'évaluer la rentabilité d'une dépense,
25 telle que celle occasionnée par le crédit tarifaire

1 GDP Affaires au présent dossier, du point de vue du
2 Distributeur, tel que cela a été présenté par
3 celui-ci dans sa preuve et par tous les
4 intervenants.

5 Toutefois, pour sa prise de décision quant
6 au caractère nécessaire des dépenses qui seront
7 occasionnées par le crédit de l'Option tarifaire
8 GDP Affaires sur son horizon de calcul, la Régie
9 doit d'abord tenir compte de l'impact tarifaire qui
10 en résultera sur la clientèle sur cet horizon de
11 calcul, ce qui implique un calcul différent. La
12 Régie de l'énergie a évoqué cette préoccupation au
13 cours de la présente audience. Et je fais référence
14 aux questions que la formation, d'abord maître Lise
15 Duquette et également madame Esther Falardeau, ont
16 posées le vingt-cinq (25) mai au RNCREQ. Et j'ai
17 fourni les références.

18 Donc je passe maintenant en page 7 à la
19 section 2.2. Nous soumettons respectueusement que
20 les deux calculs de rentabilité, celui de l'impact
21 tarifaire sur la masse de la clientèle et celui du
22 point de vue du Distributeur, doivent être basés
23 sur un horizon de dix ans.

24 Dans son mémoire révisé et sa présentation,
25 Stratégies Énergétiques a mis en preuve que, bien

1 qu'il soit probable que les clients participants au
2 GDP Affaires, pris individuellement, cherchent à
3 rentabiliser leurs propres investissements sur un
4 horizon de cinq ans, comme Technosim le suppose, il
5 est raisonnable d'accepter un calcul de la
6 rentabilité de l'option sur un horizon de dix ans,
7 en ce sens que l'option doit être planifiée pour
8 durer dix ans avant que l'on planifie qu'elle sera
9 réévaluée par la Régie.

10 Tel qu'indiqué à notre mémoire, nous sommes
11 en accord avec cette durée, laquelle se situe en
12 accord avec la durée d'amortissement de dix (10)
13 ans, par exemple, des programmes en efficacité
14 énergétique, tel qu'établie par la Régie qui avait
15 ainsi modifié son hypothèse antérieure d'un
16 amortissement sur cinq ans. L'hypothèse d'un
17 horizon de calcul de rentabilité sur vingt (20) ans
18 serait beaucoup trop long, car il serait incorrect
19 et irréaliste de planifier aujourd'hui que l'option
20 serait de nature à durer vingt (20) ans avant que
21 l'on planifie qu'elle sera réévaluée par la Régie.

22 Donc, nous logeons donc la recommandation
23 qui apparaît en page 8 et qui est au même effet que
24 ce que je viens de mentionner. Nous passons à la
25 page 9, à la section 2.3.

1 La Régie de l'énergie n'a pas encore décidé
2 de créer ou non, sauf de façon provisoire pour deux
3 mille vingt-vingt et un (2020-2021), une option
4 tarifaire GDP Affaires. Nous sommes donc tout à
5 fait en accord avec Hydro-Québec Distribution et
6 avec la FCEI quant aux propos de... les propos de
7 ceux-ci étant énoncés dans l'argumentation d'Hydro-
8 Québec Distribution, dont j'ai reproduit des
9 extraits et qui soulignent que l'on doit... pour
10 évaluer la rentabilité de l'option, on doit la
11 comparer avec le scénario où il n'y aurait pas
12 d'option. Et s'il y a plusieurs... s'il y a
13 plusieurs modèles... modes de tarif d'Option
14 tarifaire GDP Affaires qui sont soumis par
15 différents intervenants, chacun d'entre eux doit
16 être comparé avec le scénario où il n'y aurait pas
17 d'option tarifaire. Je suis au paragraphe 16 de
18 ma... de mon argumentation.

19 Donc, tout notre mémoire révisé et notre
20 présentation sont basés sur cette approche. C'est
21 cette comparaison avec le scénario sans GDP
22 Affaires que nous y effectuons. Et à cet égard, il
23 nous semble qu'une variation doit être apportée à
24 une affirmation du RNCREQ, que nous citons au
25 paragraphe 17. Et notre commentaire est simplement

1 que même si aucun intervenant... bien sauf peut-
2 être l'un d'entre eux où il y a peut-être une
3 nuance, où il n'était pas sûr que l'option était
4 rentable, mais en fait la plupart des intervenants
5 ne proposent pas l'absence d'Option tarifaire GDP
6 Affaires, mais malgré cela le calcul de la
7 rentabilité doit s'effectuer pour déterminer ce
8 qu'Hydro-Québec... ce que cela coûterait s'il n'y
9 avait pas cette option. Et ce que ça coûterait
10 implique... donc, ce sont les coûts évités, les
11 coûts évités dont je vais... que je vais examiner
12 successivement quant à différents aspects à partir
13 de la page 12, si vous voulez bien y... nous mener,
14 Madame la Greffière, je vous remercie.

15 Donc, à la section 2.4 que je ne vais pas
16 lire en entier, simplement pour vous souligner que
17 nous sommes d'accord de ne pas tenir compte à ce
18 stade du coût évité en investissement, en
19 distribution ou en transport. Mais que nous sommes
20 en accord avec la formation de la Régie de
21 l'énergie, qui laisse entendre que cela ne veut pas
22 dire que l'on pose l'hypo... que l'on pose
23 l'hypothèse qu'il n'y a aucun coût évité à cet
24 effet, mais simplement que nous n'avons pas assez
25 de connaissance pour déterminer ces coûts. Et

1 Hydro-Québec Distribution a justement annoncé
2 qu'elle procédait à une évaluation pour essayer de
3 déterminer si un coût évité en investissement, en
4 distribution ou en transport peut être pris en
5 compte. Et ça, si la pérennité de l'option
6 tarifaire... l'option GDP Affaires devait se
7 concrétiser. Je vous fournis les références qui
8 sont aux pages 12 et 13.

9 Donc, je passe directement à la page 15,
10 qui porte sur la détermination de l'année-charnière
11 du passage entre le coût évité en puissance de
12 court terme et celui de long terme. Le choix de
13 cette année-charnière a un effet différent selon
14 que l'on mesure la rentabilité de l'Option
15 tarifaire GDP Affaires du point de vue de son
16 impact tarifaire sur la masse de la clientèle ou du
17 point de vue du Distributeur.

18 Donc, premièrement à la section 2.5.1, je
19 l'examine du point de vue de l'impact tarifaire sur
20 la masse de la clientèle. Aux fins du calcul de la
21 rentabilité, de cette rentabilité, il est non
22 pertinent de prime abord de savoir si les coûts
23 évités en puissance pris en compte en deux mille
24 vingt vingt et un, vingt-deux (2021-2022), jusqu'en
25 deux mille vingt-quatre, deux mille vingt-cinq

1 (2024-2025) seront ceux de court terme ou de long
2 terme.

3 En effet, pour ces quatre années, les
4 tarifs autres que cette option tarifaire sont déjà
5 déterminés de façon paramétrique, en vertu de la
6 loi de simplification, sur la base du tarif deux
7 mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020), qui
8 avait été calculé notamment en incluant les coûts
9 et revenus prévus de deux mille dix-neuf, deux
10 mille vingt (2019-2020) de l'ex-programme GDP
11 Affaires. Je pense que j'ai mentionné deux mille
12 vingt et un (2021), c'est deux mille dix-neuf, deux
13 mille vingt (2019-2020).

14 Ce n'est qu'en deux mille vingt-cinq,
15 vingt-six (2025-2026) et en deux mille trente,
16 trente et un (2030-2031), ces deux années, que la
17 Régie procédera à des redéparts - qu'on appelle en
18 anglais des « rebasings » - des tarifs basés sur le
19 coût de service et le rendement prévus de deux
20 mille vingt-cinq, vingt-six (2025-2026) et de deux
21 mille trente, trente et un (2030-2031). Donc, en y
22 incluant les coûts et revenus qui seront alors
23 prévus de l'Option GDP tarifaire pour ces deux
24 années, en inflationnant le tout pour les cinq
25 années suivant chacun de ces deux redéparts.

1 Pour la rentabilité de l'Option GDP
2 Affaires, quant à son impact tarifaire sur la masse
3 de la clientèle, sur un horizon de dix (10) ans, la
4 Régie a donc uniquement besoin de savoir lequel des
5 deux coûts évités seront pris en compte dans les
6 prévisions de... de la seule année deux mille
7 vingt-cinq, deux mille vingt-six (2025-2026), et
8 aussi, de la seule année deux mille trente, deux
9 mille trente et un (2030-2031), outre les
10 prévisions de deux mille dix-neuf, deux mille vingt
11 (2019-2020) sur lesquelles ont été basés les tarifs
12 existants.

13 Ces coûts évités de deux mille vingt-cinq,
14 vingt-six (2025-2026) et de deux mille trente,
15 trente et un (2030-2031) lui permettent de comparer
16 ses coûts de service de l'Option GDP Affaires de
17 deux mille vingt-cinq, vingt-six (2025-2026) et de
18 deux mille trente, trente et un (2030-2031) avec -
19 il faut ajouter le mot « avec » - ses coûts de
20 service sans GDP Affaires. Toutes les autres années
21 de l'horizon de dix (10) ans étant des ajustements
22 paramétriques des années des causes tarifaires.

23 Ceci étant dit, tel que je l'examine plus
24 loin, nous soumettons que l'on doit planifier que
25 l'année-charnière du passage entre le coût évité en

1 puissance de long terme et celui de long terme...
2 de court terme et de long terme surviendra au moins
3 l'année ou avant l'année deux mille vingt-cinq,
4 vingt-six (2025-2026), ce qui est suffisant pour
5 assurer la rentabilité de l'option pour la masse de
6 la clientèle, avec une aide financière moyenne de
7 soixante dollars le kilowatt (60 \$/kW), ou même si
8 celle-ci était portée à soixante-dix dollars le
9 kilowatt (70 \$/kW), tel que mentionné plus loin.

10 Les tarifs de deux mille vingt-cinq, vingt-
11 six (2025-2026), et inflationnés ensuite pendant
12 les quatre années suivantes, tiendront donc compte
13 de l'impact de GDP Affaires en le comparant avec
14 des approvisionnements en puissance de long terme.

15 Mais si, par contre, la Régie arrivait à la
16 conclusion que l'on doit planifier que ce passage
17 ne surviendra que lors de l'une ou l'autre des
18 années deux mille vingt-six, vingt-sept (2026-2027)
19 à deux mille trente, trente et un (2030-2031),
20 alors le coût évité en puissance de long terme ne
21 sera jamais pris en compte pour évaluer l'impact
22 tarifaire de l'option sur la masse de la clientèle
23 avant l'année deux mille trente, trente et un
24 (2030-2031), vu la Loi sur la simplification.

25 Je passe maintenant à la section 2.5.2, qui

1 traite de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP
2 Affaires, du point de vue du Distributeur, sur
3 cette question de la détermination de l'année-
4 charnière de passage entre les deux coûts évités de
5 court terme et de long terme.

6 Donc, pour eux, le choix entre les deux
7 coûts évités, en deux mille vingt et un, vingt-deux
8 (2021-2022), et chacune des autres années, jusqu'à
9 deux mille vingt-quatre, deux mille vingt-cinq
10 (2024-2025), du point de vue... du point de vue du
11 Distributeur... Excusez-moi. Le choix entre les
12 deux coûts évités est utile aux fins du calcul de
13 la rentabilité de l'Option GDP Affaires durant les
14 années que je viens de mentionner, les cinq années
15 jusqu'en... les quatre années qui restent, jusqu'en
16 deux mille vingt-quatre, deux mille vingt-cinq
17 (2024-2025), du point de vue du Distributeur, et ce
18 qu'il est pertinent pour la Régie d'examiner dans
19 le cadre des considérations que lui dictent les
20 articles 5 et 51 de la Loi.

21 Certes, Hydro-Québec Distribution accepte
22 au présent dossier de prendre le risque d'une
23 option tarifaire, même moins ou non rentable, une
24 ou plusieurs des premières années, deux mille
25 vingt-cinq, deux mille vingt-six (2025-2026),

1 puisque c'est Hydro-Québec Distribution qui
2 propose, qui loge la présente proposition, mais
3 cela ne clôt pas la question.

4 En effet, si le GDP Affaires s'avérait non
5 rentable pour le Distributeur, ce que nous ne
6 croyons pas être le cas, l'État québécois, et donc
7 tous les citoyens du Québec, s'en trouveraient
8 affectés. La Régie peut donc elle-même, à son
9 examen au présent dossier, tenir compte de la
10 rentabilité ou non de l'Option pour le Distributeur
11 selon les considérations que je viens de mentionner
12 des articles 5 et 51 de la Loi.

13 Pour les motifs énoncés dans quelques
14 instants, nous soumettons qu'une année-charnière du
15 passage entre le coût évité en puissance de court
16 terme et celui de long terme surviendra au moins le
17 ou avant l'année deux mille vingt-cinq-deux mille
18 vingt-six (2025-2026), ce qui est également
19 suffisant pour assurer la rentabilité de l'Option
20 du point de vue du Distributeur. À tout événement,
21 même si la rentabilité n'était pas établie pour le
22 Distributeur, le fait qu'il ne s'objecte pas à
23 l'Option au niveau d'aide dont il est le proposeur
24 combiné aux autres considérations que dictent les
25 articles 5 et 51 de la Loi justifient d'accepter

1 cette Option à ce au niveau d'aide.

2 Je passe maintenant aux motifs qui
3 soutiennent par prudence la planification d'une
4 année-charnière du passage entre le coût évité en
5 puissance du court terme et celui de long terme, le
6 ou avant l'hiver deux mille vingt-cinq-vingt-six
7 (2025-2026).

8 Donc, nous croyons que ce choix devrait
9 être fait par prudence pour les cinq motifs
10 suivants.

11 Le premier motif, nous avons constaté des
12 fluctuations considérables d'une version à l'autre
13 des bilans en puissance, deux mille vingt (2020) à
14 deux mille vingt-neuf (2029) soumis par le
15 Distributeur.

16 Et les prévisions d'Hydro-Québec
17 Distribution, dans ses multiples bilans en
18 puissance deux mille vingt-deux mille vingt-neuf
19 (2020-2029), quant aux gains en puissance qui
20 seraient obtenus par les trois autres outils que
21 sont : l'Option d'électricité interruptible, la
22 tarification dynamique et les programmes
23 d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution
24 livrés par Hilo, ont fait l'objet de fluctuations
25 considérables d'une version à l'autre de ces bilans

1 de puissance deux mille vingt-deux mille vingt-
2 =neuf (2020-2029).

3 Je passe à la page suivante.

4 Deuxième motif qui nous amène à faire ce
5 choix d'une année-charnière le ou avant l'hiver
6 deux mille vingt-cinq-vingt-six (2025-26), par
7 prudence, c'est l'optimisme incroyable des
8 prévisions de gains des autres outils internes en
9 puissance d'Hydro-Québec Distribution en deux mille
10 vingt-deux mille vingt-neuf (2020-2029).

11 L'Option d'électricité interruptible.
12 Hydro-Québec Distribution prévoit une croissance
13 moyenne de douze virgule sept pour cent par an
14 (12,7 %/an) sur cinq ans de cette Option.

15 Elle prévoit même le bonifier, mais d'une
16 manière qu'elle n'a pas encore définie, qu'elle n'a
17 pas encore conçue. Ce qui permet d'obtenir cette
18 hausse.

19 Pour ce qui est de la tarification
20 dynamique, le bilan prévoit une croissance moyenne
21 de vingt-huit virgule quatre pour cent (28,4 %/an)
22 sur cinq ans de cet outil de puissance.

23 Pour ce qui est des programmes administrés
24 par Hilo. Donc, Hydro-Québec prévoit une croissance
25 moyenne de soixante-quatorze virgule cinq pour cent

1 par an (74,5 %/an) sur quatre ans sur des
2 programmes dont Hydro-Québec Distribution ne
3 contrôle pas le contenu, qu'elle ignore en bonne
4 partie, ni le montant d'aide offerte aux
5 consommateurs, qu'elle ne suit pas en temps réel,
6 dont la Régie ne peut connaître le contenu mais en
7 même temps qui empêcheraient supposément Hydro-
8 Québec Distribution de développer ses propres
9 outils de puissance parallèles s'ils étaient perçus
10 comme concurrents à Hilo.

11 Et à ça, s'ajoute le fait que
12 l'interruption des clients qui existaient avant le
13 moratoire de deux mille dix-huit (2018) de l'usage
14 cryptographique pour chaînes de blocs demeure
15 incertaine vu deux demandes de révision en cours.

16 Troisième motif qui justifie notre
17 prudence. C'est la non-atteinte actuelle des
18 objectifs des autres outils internes en puissance
19 d'Hydro-Québec Distribution.

20 L'Option d'électricité interruptible ne
21 parvient pas à rejoindre les clients
22 commerciaux-institutionnels, ce manquement ayant
23 d'ailleurs été à l'origine de la création initiale
24 du Programme GDP Affaires.

25 La tarification dynamique peine également à

1 rejoindre les clients commerciaux-institutionnels.
2 Et, malgré son « contrat » décennal avec Hydro-
3 Québec Distribution qui prévoirait des
4 « pénalités », Hilo a montré un départ extrêmement
5 lent et décevant et fut contrainte d'annoncer dès
6 sa première année un report majeur de ses
7 projections des premières années, dont une
8 diminution du nombre de ses adhérents qu'elle
9 prévoit de façon optimiste compenser en accroissant
10 les gains unitaires par adhérent.

11 De plus, le statut juridique d'Hilo et sa
12 supposée indépendance d'Hydro-Québec dans ses
13 activités de distribution n'ont toujours pas été
14 décidés par le Tribunal.

15 Quatrième motif justifiant la prudence, la
16 Régie n'a pas encore statué sur le plan
17 d'approvisionnement deux mille vingt deux mille
18 vingt-neuf (2020-2029) qui comporte toutes les
19 caractéristiques que je viens de mentionner. Elle
20 le fera au dossier R-4110-2019

21 Cinquième motif qui justifie la prudence,
22 c'est qu'Hydro-Québec elle-même au présent dossier,
23 n'utilise pas son propre bilan de puissance deux
24 mille vingt deux mille vingt-neuf (2020-2029).

25 Donc, bien que nous ne le désavouons pas

1 ouvertement ici, elle ne l'utilise pas pour fonder
2 son calcul de rentabilité pour elle de l'Option
3 tarifaire GDP Affaires et choisit plutôt, afin de
4 se garder une marge, de retenir l'année deux mille
5 vingt-trois deux mille vingt-quatre (2023-2024)
6 comme année charnière du passage entre coût évité
7 en puissance de court terme et celui de long terme
8 et nous l'appuyons sur ce point.

9 Donc, je reproduis les différents éléments
10 que je viens de mentionner au cours des dernières
11 minutes pour recommander à la Régie, par prudence,
12 de choisir une année charnière de passage entre le
13 coût évité en puissance de court terme et de long
14 terme qui serait située le ou avant l'hiver deux
15 mille vingt-cinq vingt-six (2025-2026), ce qui a
16 pour effet pour les fins de la rentabilité pour la
17 masse de la clientèle de s'assurer qu'il en sera
18 tenu compte lors de la prochaine cause tarifaire du
19 Distributeur.

20 Et donc, c'est celle-là qui sera
21 déterminante pour le calcul de cette rentabilité.
22 Également, s'assurera de façon accessoire la
23 rentabilité du point de vue du Distributeur.

24 Je passe à la section 2.6 qui est en page
25 24. Pour vous souligner qu'il y a un risque pour

1 Hydro-Québec Distribution de baser son bilan en
2 puissance sur le recours à des outils de gestion de
3 la puissance qui lui sont externes.

4 Je ne vais pas lire cette section, mais
5 simplement pour vous rappeler que nous avons
6 longuement développé ce point, section 3.4 de notre
7 mémoire.

8 Nous avons cité de nombreuses sources qui
9 soulignent cette volatilité, cette incertitude,
10 différents facteurs qui pourraient amener une
11 hausse du coût d'achat sur des marchés externes de
12 puissance. Notamment un déplacement que l'on
13 constate vers l'hiver de la pointe des réseaux
14 américains ce qui pourrait hausser le coût de tels
15 outils de puissance.

16 Le fait que l'électrification progresse en
17 plus du fait qu'il pourrait y avoir un équivalent
18 peut-être d'une taxe sur le carbone aux États-Unis.

19 Donc, je passe à la section 2.7 qui porte
20 sur le montant de l'aide financière. Le niveau de
21 l'aide financière est-il pertinent aux fins du
22 calcul de la rentabilité de l'Option tarifaire GDP
23 Affaires?

24 L'argumentation d'hier d'Hydro-Québec
25 Distribution fournit deux réponses contradictoires

1 à cette question.

2 Je vous cite un passage où Hydro-Québec
3 semble dire que oui, c'est pertinent, et ensuite un
4 autre passage où Hydro-Québec semble dire que non,
5 ce n'est pas pertinent, mais Hydro-Québec a peut-
6 être cherché à nuancer cette dernière affirmation
7 en réponse aux questions de la Formation. Et nous
8 sommes à la page 27.

9 Donc, nous soumettons respectueusement que
10 le niveau de l'aide financière constitue un aspect
11 fondamental du calcul de la rentabilité de l'Option
12 tarifaire GDP Affaires.

13 Donc, aux fins du calcul de la rentabilité
14 de cette Option quant à son impact tarifaire sur la
15 masse de la clientèle, il est non pertinent ici
16 encore de savoir quelle sera l'aide financière
17 offerte aux adhérents à cette Option en deux mille
18 vingt et un vingt deux (2022-2022) jusqu'à deux
19 mille vingt-quatre vingt-cinq (2024-2025).

20 En effet, pour ces quatre années, tel que
21 mentionné, les tarifs autres que cette Option
22 tarifaire sont déjà inflationnés en vertu de la Loi
23 sur la simplification sur la base du tarif deux
24 mille dix-neuf deux mille vingt (2019-2020) qui
25 avait été calculé, notamment en incluant les coûts

1 et revenus prévus de deux mille dix-neuf deux mille
2 vingt (2019-2020) de l'ex-Programme GDP Affaires.

3 Donc, ce n'est qu'en deux mille vingt-cinq
4 vingt-six (2025-2026) et en deux mille trente
5 trente et un (2030-2031), ces deux années-là, qu'il
6 sera pertinent, aux fins du calcul de la
7 rentabilité pour la masse de la clientèle, de
8 connaître et pour la Régie de fixer, les montants
9 de cette aide pour ces deux années car le Tribunal
10 procédera alors à des « rebasing » des tarifs basés
11 sur le coût de service et le rendement prévus ces
12 deux années-là.

13 Mais, comme la Régie de l'énergie au
14 présent dossier a juridiction sur la seule Option
15 tarifaire GDP Affaires, le montant de l'aide
16 financière est dès à présent pertinent aux fins de
17 la justification des modalités de cette Option
18 tarifaire selon tous les critères applicables. Nous
19 soumettons à cet égard que, suivant les
20 considérations que lui dictent les articles 5 et 51
21 de la Loi, la Régie doit favoriser le recours à des
22 outils de puissance qui sont sous son contrôle,
23 plutôt que sur des outils externes volatils et
24 risqués qui échappent à son contrôle, comme je l'ai
25 mentionné à la section 2.6 de la présente

1 argumentation.

2 Par ailleurs, tel que ça a été mentionné à
3 la section 2.5.3 de la présente argumentation, que
4 j'ai lue il y a quelques minutes, les autres outils
5 de puissance sous le contrôle du Distributeur
6 n'atteignent pas leurs objectifs, et
7 particulièrement pour la clientèle commerciale,
8 institutionnelle.

9 Et je passe au paragraphe suivant qui est
10 en bas de la page projetée. Oui. Du point de vue du
11 développement durable, il est également souhaitable
12 d'utiliser la bonne énergie à la bonne place et de
13 réduire la consommation électrique en pointe si
14 cela peut éviter le recours à des
15 approvisionnements en puissance qui seront parfois
16 de source thermique hors Québec.

17 Donc, nous sommes d'avis qu'il est
18 fondamental, à ce stade de maintenir à soixante-dix
19 dollars par kilowatt (70 \$/kW) l'aide moyenne
20 offerte aux clients participants, moins l'estimé
21 raisonnable de dix dollars par kilowatt (10\$/kW)
22 pour couvrir l'aide aux investissements des
23 clients, laquelle ne fait pas partie de l'Option
24 mais pourra éventuellement faire l'objet d'un
25 programme d'aide distinct qu'offrirait Hydro-Québec

1 Distribution ultérieurement, ce qui amène donc une
2 aide moyenne de soixante dollars par kilowatt
3 (60 \$/kW).

4 Nous croyons également que l'on doit éviter
5 un trop grand écart entre les strates et un trop
6 grand écart par apport au niveau d'aide de
7 soixante-dix dollars par kilowatt (60 \$/kW) sur
8 lequel les participants à l'ancien programme GDP
9 Affaires avaient fondé leur décision d'y adhérer.
10 Cela constitue un gage de stabilité de la
11 participation. Dans ce cadre, la variation de
12 l'aide offerte, commençant à soixante-cinq dollars
13 le kilowatt (65 \$/kW) pour les premiers cent
14 quatre-vingt-dix-neuf kilowatts (199 kW)
15 interrompus jusqu'à quarante-cinq dollars le
16 kilowatt (45 \$/kW) pour la dernière strate de mille
17 huit cents kilowatts (1800 kW) et plus, telles que
18 proposées par HQD, constitue une variation
19 raisonnable, évitant un écart trop important entre
20 les strates et maintenant les deux premières
21 strates à soixante dollars du kilowatt (60 \$/kW)
22 et/ou au-dessus.

23 Le calibrage de l'aide financière moyenne à
24 soixante-dix dollars (70 \$/kW), auquel l'on
25 soustrait le dix dollars par kilowatt (10\$/kW), est

1 le fruit d'une démarche sérieuse de la part du
2 Distributeur, tenant compte à la fois des coûts
3 directs des clients mais aussi d'aspects
4 intangibles faisant partie des déterminants du
5 niveau de participation au programme. Et je vous
6 réfère à ce sujet à l'élaboration que nous faisons
7 sur ce point dans notre rapport révisé.

8 Comme l'indiquait alors le Distributeur,
9 nous ne croyons pas qu'il soit souhaitable de faire
10 varier continuellement ou arbitrairement à la
11 baisse le niveau de l'aide financière.
12 Manifestement, on risquerait alors d'effriter la
13 base de participation à l'Option ainsi que sa
14 crédibilité, ce qui ne pourrait pas être totalement
15 remédié en refaisant varier à la hausse l'aide
16 financière lors d'années ultérieures. C'est la
17 valeur de l'Option comme outil à long terme de
18 réduction de la puissance qui serait alors
19 diminuée.

20 Un niveau d'aide moyen de soixante dollars
21 par kilowatt (60 \$/kW) que nous appuyons
22 maintiendrait la rentabilité de l'Option pour la
23 masse de la clientèle vu le régime de fixation des
24 tarifs issu de la Loi de simplification et aussi la
25 rentabilité du point de vue du Distributeur.

1 Ceci étant dit, nous invitons
2 respectueusement la Régie à maintenir son dossier
3 R-4041-2018 ouvert, d'y recevoir rapport des
4 résultats annuels de l'Option, ceci afin de pouvoir
5 au besoin ajuster à la hausse le niveau de l'aide
6 si la participation n'atteint pas le niveau
7 planifié. Ce que nous exprimons dans la
8 recommandation qui se trouve à la page suivante.

9 Et nous passons à la page 31 pour conclure
10 donc qu'il y a rentabilité des deux points de vue.
11 C'était à la fois du point de vue de la masse de la
12 clientèle et du point de vue du Distributeur de
13 l'Option tarifaire telle que présentée. Et comme je
14 l'ai mentionné, nous référons aux élaborations des
15 différents points dont je viens de traiter qui se
16 trouvent également à notre mémoire.

17 Nous avons presque terminé. Enfin j'ai
18 presque terminé ma présentation puisque, à partir
19 de la page 32, nous reproduisons une série de
20 recommandations que nous avons logées concernant
21 les autres modalités de l'Option tarifaire GDP
22 Affaires, c'est-à-dire la 2.4.1, la possibilité
23 d'un engagement de plus d'un an. 2.4.3, c'était la
24 description du passage d'une strate à la suivante
25 pour l'aide financière, qui n'était peut-être pas

1 bien exprimée puisque nous-mêmes - et vous l'avez
2 remarqué, la Formation l'a remarqué - nous avons
3 initialement cru qu'Hydro-Québec Distribution
4 proposait que tout le gain de puissance, toute la
5 puissance interrompue soit payée à un montant
6 unique, qui serait celle de la strate où le total
7 se situe, alors que ce n'est pas ce qu'Hydro-Québec
8 a voulu dire. Donc, nous avons élaboré deux
9 manières possibles de le dire plus clairement. Une
10 d'entre elles s'inspirant de la manière dont on...
11 enfin, qui est un peu comparable à la manière dont
12 on exprime le calcul de l'impôt, les strates de
13 l'impôt.

14 Je passe à la 2.4.4. Donc, nous avons
15 suggéré cette recommandation de reformuler la
16 deuxième phrase de l'article 4.74, qui tempère la
17 discrétion d'Hydro-Québec Distribution pour ajuster
18 la puissance de référence au besoin pour refléter
19 le profil de consommation normale du client. Nous
20 avons pensé y ajouter une référence à des
21 statistiques, mais cela s'est avéré inexact et le
22 Distributeur nous a fait un commentaire là-dessus.

23 Donc, ce serait simplement de mentionner :
24 « Après avoir fourni l'occasion au client de les
25 commenter ». Et ce que cette... ce que nous

1 souhaitons faire par cette modification, c'est
2 créer un droit de recours en plainte au client.
3 Donc, le client aurait l'occasion... aurait
4 l'occasion de commenter la suggestion qu'Hydro-
5 Québec lui fait, d'ajuster la puissance de
6 référence, donc il y aurait un échange. Le
7 Distributeur est censé baser sa... son ajustement
8 de la puissance de référence pour mieux refléter le
9 profil de consommation. Et s'il y a un désaccord,
10 ce que nous souhaitons c'est que le client qui sera
11 insatisfait du choix d'Hydro-Québec puisse se
12 pourvoir en plainte auprès du Distributeur, puis
13 ensuite en appelle à la Régie pour soutenir que
14 ce... l'ajustement a été incorrect. Et vous verrez
15 dans d'autres recommandations que nous faisons,
16 nous utilisons la notion de « raisonabilité », qui
17 permettrait aussi au client de dire : la discrétion
18 qu'Hydro-Québec a... dont elle a fait usage n'est
19 pas raisonnable et de demander à la Régie de faire
20 quelque chose de plus raisonnable.

21 Et tel que mentionné, nous proposons
22 d'indiquer qu'Hydro-Québec fournit au client un
23 rapport détaillé du calcul de l'appui financier. Et
24 également nous proposons qu'il y ait une série
25 d'exemples de cas dénominalisés qui soient

1 publiés... de clients atypiques, qui soient publiés
2 sur le site Web de la Régie pour que l'on puisse
3 voir comment cela est appliqué.

4 Recommandation 2.4.5.1, nous recommandons à
5 la Régie de l'énergie d'accepter de fixer un seuil
6 minimal de réduction de puissance de quinze
7 kilowatts (15 kW) par abonnement. Nous ne sommes
8 pas... nous ne sommes pas prêts à aller à ce stade
9 dans le sens proposé par la FCEI, de baisser ce
10 seuil minimal, mais peut-être - comme si la Régie
11 accepte de maintenir le dossier ouvert - peut-être
12 que cette question pourra être discutée lors d'une
13 phase qu'on pourra appeler la Phase 3 de ce
14 dossier.

15 Changement important à la section... à la
16 recommandation 2.4.5.3, que nous intitulons : « La
17 réhabilitation du client en défaut de s'interrompre
18 de façon répétée ». Évidemment, si les clients
19 s'inscrivent le souhait c'est qu'ils participent,
20 donc qu'ils s'interrompent. S'ils ne s'interrompent
21 pas pendant plus de quatre événements de pointe
22 critique, on s'était demandé : bien dans ce cas
23 est-ce que c'est pas l'équiva... lorsqu'Hydro-
24 Québec propose de se donner la discrétion de ne pas
25 plier le client pour... de ne pas lui verser un

1 crédit pour ses interruptions futures, c'est pas
2 l'équivalent de le désinscrire de l'Option? Et en
3 fait ce que nous vous proposons c'est de poser le
4 problème autrement ou... non pas en termes de
5 bâton, mais en termes de carotte, pour reprendre
6 des mots qui ont été employés plus tôt. Ce que l'on
7 doit souhaiter, ce qui est dans l'intérêt public
8 c'est que le client qui a pris la peine de
9 s'inscrire, qui a une certaine volonté de
10 participer à l'interruption, s'il ne la fait...
11 s'il ne le fait pas, on ne veut pas le punir, on ne
12 veut pas le faire fuir. On veut le garder. Donc,
13 nous proposons une formulation, qui vise ce qu'on
14 appelle la « réhabilitation du client ». Donc, ce
15 qui est dit, c'est qu'Hydro-Québec pourrait
16 contacter le client, afin de s'assurer que celui-ci
17 soit en mesure de fournir ses commentaires et
18 d'indiquer si la non-interruption provenait ou non
19 de situations hors de son contrôle.

20 Hydro-Québec peut alors également s'assurer
21 que le client demeure en mesure de s'interrompre et
22 prendre des mesures raisonnables visant à l'inciter
23 à le faire à l'avenir. De telles mesures peuvent
24 consister, si le contexte le justifie
25 raisonnablement, à requérir du client qu'il

1 s'interrompt de manière suffisante lors de un
2 événement de pointe - et le texte que nous
3 proposons parle de un événement de pointe critique
4 subséquent - sans que le crédit ne lui soit versé,
5 en tout ou en partie. Après quoi, le client pourra
6 recommencer à bénéficier du plein crédit
7 applicable.

8 Donc, la formulation... l'objectif de cette
9 formulation, comme je l'ai indiqué, c'est de ne pas
10 faire peur et faire fuir le client. C'est d'essayer
11 de le garder, trouver un moyen de le garder et de
12 le rendre participant. Et, je sors de mon texte,
13 simplement pour indiquer que de toute façon, Hydro-
14 Québec, lors du calcul de son bilan de puissance,
15 elle évalue, à partir de sa masse de clients
16 inscrits au GDP Affaires, quel est le volume
17 d'interruption dont elle peut tenir compte dans son
18 bilan de puissance.

19 Donc, on imagine que dans son calcul, elle
20 tient compte du fait qu'il y aura quelques clients
21 qui ne participeront... qui, malheureusement,
22 n'auront pas participé, puis qu'on essaye de
23 rattraper lors de l'interruption... lors des
24 interruptions suivantes. Donc...

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Maître Neuman...

3 Me DOMINIQUE NEUMAN :

4 Oui?

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Je veux juste... Ça fait déjà quarante-cinq (45)
7 minutes...

8 Me DOMINIQUE NEUMAN :

9 D'accord.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Alors, si vous êtes pour nous lire chacune de vos
12 recommandations, là, on va excéder les...

13 Me DOMINIQUE NEUMAN :

14 D'accord.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 ... davantage. Alors...

17 Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Alors...

19 LA PRÉSIDENTE :

20 ... je vous demanderais de faire le point de,
21 t'sais...

22 Me DOMINIQUE NEUMAN :

23 Alors, nous... La suivante, c'est... je ne vous la
24 lis pas, c'est le... le MAFM. La question des
25 agrégateurs, certaines modifications aux

1 définitions.

2 Et nous arrivons à la page 37, où nous vous
3 recommandons... ce que, d'ailleurs, la Régie avait
4 déjà mentionné... la formation avait déjà
5 mentionné. Donc, je pense qu'elle a bien lu notre
6 recommandation, à l'effet qu'il y a une série de
7 raisons, de bonnes raisons, pour maintenir le
8 dossier ouvert, R-4041, en... une phase qu'on
9 pourrait appeler la « phase 3 ».

10 Et, en fait, peut-être même pour plusieurs
11 années, pas juste une seule fois, de manière à ne
12 pas perdre sa juridiction tarifaire, jusqu'en...
13 d'ici deux mille vingt-cinq (2025).

14 Et il me... Je sors de mon texte,
15 simplement pour rajouter - ce serait mes derniers
16 propos - qu'un très grand nombre de participants,
17 et peut-être même, sauf erreur, tous les
18 participants, y compris Hydro-Québec Distribution,
19 soulèvent que l'option pourrait nécessiter des
20 ajustements. Personne n'a plaidé que ce qui est
21 proposé ici... Personne n'a dit qu'ils étaient
22 certains que ça doit rester bon et valide,
23 inchangé, jusqu'au trente et un (31) mars deux
24 mille vingt-cinq (2025). Donc, je pense que tout le
25 monde est d'accord qu'il y a nécessité que la

1 juridiction tarifaire reste disponible pour
2 procéder à de tels ajustements.

3 Donc, je vous remercie beaucoup de votre
4 attention, Madame la Présidente, et Madame,
5 Monsieur, les Régisseurs. Ceci complète ma... mes
6 représentations.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Merci, Maître Neuman. Juste un instant.

9 M. FRANÇOIS ÉMOND :

10 Bonjour, Maître Neuman.

11 Me DOMINIQUE NEUMAN :

12 Oui, bonjour. Bonjour, Monsieur le Régisseur.

13 M. FRANÇOIS ÉMOND :

14 Une simple question. Je vois que vous nous
15 recommandez une phase 3. Je voulais voir avec
16 vous : si jamais la Régie n'allait pas dans ce
17 sens-là, quel type de suivi vous verriez que le
18 Distributeur pourrait faire sur l'option tarifaire,
19 jusqu'à la cause tarifaire de deux mille vingt-
20 quatre, deux mille vingt-cinq (2024-2025)?

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 Oui. Bien, la Régie, comme ça a été suggéré, étant
23 donné que ce n'est pas automatique selon les
24 modifications à l'article 75, 75.1, la Régie peut
25 demander des suivis. Donc, suivis annuels, publics,

1 évidemment, avec les mêmes caractéristiques que ce
2 qui se passe déjà dans les suivis qui existent,
3 selon l'article 75. Donc, qu'il soit déposé.

4 Bien, s'il n'y a pas de phase 3, j'imagine
5 que les intervenants n'auront pas tellement de
6 possibilités de faire des représentations. Donc, au
7 moins ça serait ça. Et ce que nous trouverions
8 dommage, c'est que si la Régie constate, ces suivis
9 doivent viser à permettre à la Régie de réagir, si
10 on lui montre un suivi qui est décevant, qui amène
11 la Régie à vouloir changer ce qu'elle voit et si la
12 Régie n'est pas... n'a pas gardé le dossier ouvert,
13 elle ne pourra rien faire avant deux mille vingt-
14 cinq-deux mille vingt-six (2025-2026). Donc, même
15 si quelque chose n'allait pas dans le programme,
16 sous l'un ou l'autre des aspects, ça serait... il
17 est souhaitable d'avoir un suivi au moins pour
18 qu'on sache ce qui se passe, mais la Régie serait
19 bâillonnée, elle ne pourrait pas réagir à ce
20 qu'elle verrait.

21 M. FRANÇOIS ÉMOND :

22 Puis est-ce que vous croyez, un peu comme la FCEI
23 le proposait, de faire un suivi au moment du plan
24 d'approvisionnement, bien que ça soit une cause
25 tarifaire puis que le tarif ne pourrait pas être

1 changé malgré ce suivi-là au moment du plan
2 d'approvisionnement, est-ce que vous croyez que
3 c'est une solution mitoyenne à tout le moins pour
4 que les intervenants puissent intervenir sur les
5 résultats de l'option GDP?

6 Me DOMINIQUE NEUMAN :

7 Oui, écoutez, nous demandons déjà, quand je dis
8 « nous », c'est dans le dossier 4110-2019,
9 Stratégies Énergétiques intervient avec trois
10 autres partenaires sous le regroupement RTIEE.

11 Nous avons déjà demandé, en fait, notre
12 mémoire porte principalement sur les réseaux
13 autonomes et nous demandons déjà qu'il y ait une
14 forme de suivi qui permette à la Régie de recevoir
15 ces suivis mais aussi aux intervenants de faire des
16 représentations au vu de ces suivis pour demander
17 éventuellement des modifications.

18 Donc, oui. Enfin, une des choses que la
19 Régie aura peut-être à se demander, c'est quel est
20 le sens à l'article 72 de la Loi sur le plan
21 d'approvisionnement, du mot « approuver »? Que fait
22 la Régie lorsqu'elle approuve un plan
23 d'approvisionnement? Donc, si... est-ce qu'elle
24 peut, donc, je prends exemple, donc, le GDP
25 Affaires est une des lignes du bilan de puissance

1 dans les réseaux d'approvisionnement. Est-ce que la
2 Régie, je crois, la Régie peut approuver avec
3 modifications? Donc, elle pourrait, si la Régie
4 dans le 4110 reste, garde son dossier ouvert, elle
5 pourrait, l'année suivante, l'année du prochain
6 suivi, modifier le plan d'approvisionnement, si
7 c'est ce qu'elle a gardé ouvert et donc approuver
8 la suite du plan d'approvisionnement avec une
9 modification. Elle pourrait mettre d'autres
10 chiffres sur la ligne GDP Affaires qui seraient des
11 chiffres correspondant à ce qu'elle voudrait voir
12 changer dans l'Option tarifaire GDP Affaires, si la
13 première année n'a pas été satisfaisante.

14 Ça pourrait être fait et, en fait, nous
15 souhaitons que la Régie garde cette option, cette
16 possibilité dans le 4110, parce qu'il n'y a pas
17 seulement GDP Affaires, beaucoup d'autres choses
18 pourraient... pourraient ainsi être modifiées
19 annuellement par la Régie, via l'article, ses
20 pouvoirs de l'article 72, son pouvoir d'approuver
21 le plan d'approvisionnement. Mais nous
22 souhaiterions, comme le présent dossier est le
23 dossier où la Régie est spécialisée dans le GDP
24 Affaires, il pourrait être utile que ce soit dans
25 ce dossier, que, aussi, la formation demeure

1 saisie, et donc puisse, après avoir entendu tout ce
2 qui a été dit au cours des derniers jours et mieux,
3 tout ce qui a été écrit, si on voit l'an prochain
4 que ça n'a pas marché, bon, on pourra mieux
5 comprendre pourquoi ça n'a pas marché ou essayer de
6 comprendre et peut-être le modifier, peut-être,
7 hypothèse, que l'aide n'est pas assez élevé et en
8 plus, la FCEI vous parle de baisser le seuil et il
9 y a toutes sortes d'autres aspects qui pourront
10 être considérés.

11 Et j'ajoute aussi une chose. Le dossier à
12 la Cour supérieure, qui est en révision judiciaire
13 de la décision D-2020-095, progresse très
14 lentement. On n'a pas de date, parce que nous y
15 participions, on est au stade des argumentations
16 écrites, mais c'est seulement après cela qu'il y
17 aura une date d'audience et je ne suis pas certain
18 que la date d'audience aura lieu à temps, avant la
19 date limite pour les inscriptions, enfin la date
20 souhaitée pour les inscriptions à l'Option
21 tarifaire GDP Affaires.

22 Donc, ça se peut que de toute façon vous
23 serez dans l'incertitude de ce que la Cour
24 supérieure décidera et il y a plein de sortes
25 d'hypothèses qu'on peut faire quant à ce qu'elle

1 décidera. Est-ce qu'elle décidera que ça
2 redeviendrait un programme? Est-ce qu'elle gardera
3 l'option telle qu'elle est? Est-ce qu'elle renverra
4 le dossier à la Régie elle-même pour qu'elle
5 réexamine elle-même une révision, selon l'article
6 37, de sa décision D-2020-0095.

7 Donc, beaucoup d'options sont possibles et
8 il serait imprudent que la Régie ait perdu
9 juridiction de changer ce qu'elle aura décidé
10 maintenant, ces mois-ci, sans savoir ce que la Cour
11 supérieure va décider.

12 Ne serait-ce qu'une chose, supposons que la
13 Cour supérieure décide qu'il est impossible, que la
14 Régie n'a plus juridiction depuis la Loi sur la
15 simplification pour fixer un tarif GDP Affaires. Il
16 faudrait au moins que la Régie puisse décider
17 d'annuler ce tarif. Au moins ça et en plus du fait
18 qu'on souhaiterait qu'elle revienne à la
19 juridiction antérieure qu'elle exerçait qui était
20 d'approuver avec ou sans modification le programme.

21 Donc, tout ça pour dire qu'il me semble
22 qu'enfin, vous le voyez dans les recommandations,
23 il y a beaucoup de bonnes raisons, puis il suffit
24 que vous soyez convaincus d'une seule de ces
25 raisons pour choisir de garder le dossier ouvert au

1 moins pour une année de plus, puis après on verra
2 si on a besoin de le garder ouvert toutes les
3 années jusqu'au trente et un (31) mars deux mille
4 vingt-cinq (2025).

5 M. FRANÇOIS ÉMOND :

6 C'est bien. Je vous remercie pour votre réponse
7 très détaillée, Maître Neuman.

8 Me DOMINIQUE NEUMAN :

9 Merci.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Maître Neuman, je n'ai pas les documents de la Cour
12 supérieure. Il me semble que ce que le Distributeur
13 nous avait plaidé dans notre dossier, ce n'était
14 pas qu'il n'y avait pas de tarif, c'était qu'il
15 voulait le faire en deux mille vingt-cinq (2025)
16 lors de la prochaine... J'imagine que si la Cour
17 supérieure devait donner raison au Distributeur, ça
18 annulerait le tarif qu'on a mis en place tout
19 simplement, mais en fait, je ne me penserai pas à
20 la place du juge, mais c'est dans les possibilités.

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 Oui.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Je veux m'assurer de bien comprendre votre
25 position. En gros, ce que vous nous dites, c'est

1 que, et là je simplifie peut-être à outrance, c'est
2 qu'un bilan en puissance on ne peut pas vraiment se
3 fier là-dessus pour tous les motifs, vous nous avez
4 énuméré plusieurs motifs pour lesquels un bilan en
5 puissance c'est comme un petit peu aléatoire et on
6 ne devrait pas en tenir compte et que de toute
7 façon, avec la Loi sur la simplification, il n'y a
8 pas, même si les premières années étaient
9 déficitaires, c'est soit le Distributeur, ça
10 pourrait être le Distributeur tout simplement qui
11 absorbe si on devait accorder ce qu'il demande,
12 c'est le Distributeur qui va absorber ces montants-
13 là via les revenus qu'il reçoit, parce que le tarif
14 qui est là est un coût, non pas quelque chose qui
15 amène des revenus au Distributeur. Est-ce que je
16 comprends bien?

17 Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Oui. Bien, c'est ça et un peu la lumière pour
19 référer aux citations du début de l'argumentation
20 du RNCREQ, la lumière est venue des questions que
21 madame Falardeau et vous-même avez posé au témoin
22 du RNCREQ et en fait, on n'est pas encore habitués
23 à gérer des calculs de rentabilité dans le nouvel
24 univers de la Loi sur la simplification et c'est ce
25 que j'ai essayé de faire dans cette argumentation,

1 parce que nous-mêmes, on faisait comme on a
2 toujours fait, dans notre mémoire, dans notre
3 présentation, et donc avant que cette lumière
4 arrive de ces questions au RNCREQ.

5 On prenait pour acquis, on regardait la
6 manière de calculer la rentabilité qui se trouve
7 dans la preuve d'Hydro-Québec et que tous les
8 intervenants ont commentée ou modifiée à leur
9 manière et on s'aperçoit, bien ça c'est bon pour la
10 rentabilité selon le Distributeur.

11 Et pour la masse de la clientèle, il y a
12 trois données qui comptent : les tarifs actuels qui
13 sont indexés, ceux de deux mille vingt-cinq deux
14 mille vingt-six (2025-2026) et ceux de deux mille
15 trente trente et un (2030-2031) qui est la fin de
16 la période de dix (10) ans, si on l'inclut dans le
17 calcul de dix (10) ans.

18 Et pour tout le reste, donc le RNCREQ
19 craignait que le Distributeur, bien que ce soit...
20 Non, pas « il craignait », c'est non rentable
21 pendant les premières années si on utilise le coût
22 évité à court terme. Donc, il essaie de trouver un
23 moyen de parer à ça en baissant l'aide.

24 Mais si le Distributeur lui-même est
25 d'accord, c'est lui qui propose l'option. Et si, en

1 plus, il y a plein de bonnes raisons sociales,
2 environnementales de le faire, et en évitant aussi
3 de dépendre des marchés, des marchés extérieurs, ce
4 que quelques intervenants ont suggéré en disant
5 « c'est pas grave, on peut aller sur le marché
6 extérieur. »

7 Donc, s'il y a... s'il y a une non-
8 rentabilité, d'abord, globalement sur dix (10) ans,
9 il y a... il n'y a pas de non-rentabilité.
10 Globalement, sur dix (10) ans, c'est rentable pour
11 tout le monde, pour la masse de la clientèle et
12 pour le Distributeur.

13 Mais si jamais quelque chose change dans
14 les calculs et vous pensez que c'est non rentable,
15 c'est le Distributeur qui l'absorbe. Il est
16 d'accord pour l'absorber.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Alors, ce qu'il faut regarder... Alors, dans ce
19 sens-là, vous êtes d'accord avec maître Turmel, en
20 tout cas dans sa réponse à moi, à l'effet que...
21 voyons, l'analyse économique n'est qu'un outil
22 d'aide à la décision. Ce qu'il faudrait regarder,
23 c'est l'impact que ça peut avoir lors du
24 recalibrage en deux mille vingt-cinq (2025), voir
25 ce qui pourrait être fait.

1 Me DOMINIQUE NEUMAN :

2 Oui. Comme nous l'avons dit, vous avez presque cité
3 quelque chose qui est dit en quelque part dans le
4 texte de l'argumentation. Bien, c'est...

5 Effectivement. Et donc il est utile de savoir si :
6 est-ce que nous aurons réussi à mobiliser, enfin
7 « nous », est-ce qu'Hydro-Québec Distribution aura
8 réussi à mobiliser suffisamment ses clients pour
9 que leur participation soit là le jour, le jour de
10 la cause tarifaire deux mille vingt-cinq, deux
11 mille vingt-six (2025-2026) et deux mille trente,
12 deux mille trente et un (2030-2031), pour qu'on ait
13 cette participation suffisante.

14 Et donc, j'ai parlé de... de ce qu'on peut
15 appeler le « yoyo » de baisser remonter, quoique
16 nous ne sommes pas d'accord avec ça parce que on
17 n'obtient pas des accroissements et des baisses de
18 participations en claquant des doigts, là. C'est-à-
19 dire, ça prend du travail de commercialisation
20 et... Donc, les clients qu'on a, on veut surtout
21 pas qu'ils se désintéressent. On veut les garder
22 puis on veut en avoir d'autres.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Parfait. Je vous remercie beaucoup, Maître Neuman.

25

1 Me DOMINIQUE NEUMAN :

2 O.K. Je vous remercie également.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 C'est intéressant. Merci beaucoup.

5 Me DOMINIQUE NEUMAN :

6 Merci.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Alors, bonjour, Maître Tourillon.

9 PLAIDOIRIE PAR Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

10 Bonjour. Donc, bonjour à vous, Madame la
11 Présidente. Bonjour, Madame la Régisseur, Monsieur
12 le Régisseur, le personnel de la Régie, ainsi que
13 tous les intervenants. Donc, nous avons déposé ce
14 matin, là, un plan d'argumentation. Si Madame
15 Lebuis veut le projeter, sinon de toute façon, je
16 vais... je vais vous en faire le résumé.

17 Donc, l'ASSQ représente les soixante-quinze
18 (75) stations de ski du Québec réparties à travers
19 la province, dont trente-deux (32) sont des
20 entreprises privées. Les autres stations sont des
21 organismes sans but lucratif ou des organismes
22 municipaux répartis sur l'ensemble du territoire
23 québécois. Et bien évidemment, l'ASSQ a pour
24 mission de promouvoir et défendre les intérêts des
25 stations de ski du Québec.

1 En lien avec les enjeux énergétiques,
2 l'ASSQ s'implique depuis quelques années. Donc, en
3 janvier deux mille seize (2016), on avait formulé
4 des recommandations à la Régie de l'énergie au
5 sujet des mesures susceptibles d'améliorer les
6 pratiques tarifaires dans le domaine de
7 l'électricité et du gaz naturel. Je ne vais pas
8 citer le paragraphe, là, je vous réfère à l'écrit.

9 Mais, dans le cadre de ce dossier, la Régie
10 émettait aussi une recommandation qui, dans les
11 faits, s'est vue appliquée par l'élargissement du
12 programme GDP du Distributeur aux stations de ski.

13 Cette démarche avait permis, donc à
14 l'industrie du ski, de faire la démonstration d'une
15 problématique profonde et structurale de la
16 tarification électrique applicable aux stations de
17 ski du Québec, en plus d'illustrer l'importance de
18 ce secteur économique pour les régions du Québec.

19 De plus, en deux mille dix-huit (2018),
20 l'ASSQ a été autorisée à agir comme intervenante
21 dans le cadre du présent dossier, donc en Phase 1
22 du programme GDP Affaires. Et en Phase 2 où nous
23 sommes maintenant, l'ASSQ maintient son objectif de
24 représenter les intérêts de ses membres afin que
25 l'offre tarifaire, pardon, tarifaire optionnelle

1 GDP tient compte de la réalité particulière des
2 stations de ski, qui ont été qualifiées comme ayant
3 une contribution atypique non prévisible. En fait,
4 nous sommes bien conscients que notre intervention
5 revêt un caractère moyen technique, moins axé sur
6 l'ensemble du contexte énergétique, mais nous
7 croyons important de faire valoir la réalité du
8 terrain. Pour que l'Option tarifaire GDP puisse
9 avoir le succès escompté, il faut que les
10 participants y trouvent leur compte.

11 Donc, le souhait de l'ASSQ et des stations
12 de ski est que l'Option tarifaire GDP affaires
13 demeure une option intéressante dans le but d'un
14 partenariat gagnant-gagnant et contribuer de façon
15 positive au bilan énergétique du Distributeur.

16 Comme il a été démontré en preuve, la
17 contribution la plus élevée au programme GDP par
18 les stations de ski s'est déroulée lors de la
19 saison deux mille dix-sept, deux mille dix-huit
20 (2017-2018), atteignant près de cinq pour cent
21 (5 %) de l'effacement total généré par le
22 programme.

23 Les résultats supérieurs de cette saison
24 découlent d'éléments favorables à la réalité
25 atypique du profil de consommation des stations de

1 ski, soit un nombre restreint d'appels, il y en
2 avait eu sept lors de l'hiver deux mille dix-sept,
3 deux mille dix-huit (2017-2018), et surtout, aucun
4 appel en février et en mars. En plus, les appels
5 ont été effectués lors de températures
6 significativement basses, soit inférieures à moins
7 vingt degrés Celsius (20 °C). En fonction des
8 outils météo, ce type de conditions météo s'avère
9 plus facilement prévisible, ce qui augmente le
10 temps de préparation pour répondre à l'appel GDP.

11 Ces informations confirment donc que plus
12 les événements GDP coïncident avec de grands froids
13 durant la période d'enneigement des stations de
14 ski, meilleure est leur participation. Comme nous
15 l'avons spécifié dans notre mémoire, l'élément le
16 plus difficile à mesurer pour nos membres est
17 l'impact du report de la production neige. Il
18 devient difficile de prévoir les prochaines
19 fenêtres de froid favorables à l'enneigement,
20 pouvant retarder une ouverture de pistes à la
21 clientèle ou tout simplement l'ouverture du domaine
22 skiable.

23 Si on revient, la saison deux mille dix-
24 sept, deux mille dix-huit (2017-2018) évoque
25 clairement que les stations de ski se trouvent à

1 être pénalisées après la fermeture de leur compte
2 de courte durée. Cette fermeture s'exécute la
3 plupart du temps à la fin du mois de février,
4 moment qui coïncide avec l'arrêt des usines de
5 fabrication de neige.

6 En raison des pénalités hivernales
7 applicables, les stations de ski concentrent leur
8 enneigement en début de saison et sur une courte
9 période. En lien avec notre dépendance à la météo
10 et le manque de prévisibilité des événements GDP,
11 il devient donc difficile pour un gestionnaire
12 d'une station de ski de prendre la meilleure
13 décision pour être en mesure d'opérer
14 convenablement son domaine skiable jusqu'à la fin
15 de la saison.

16 Par exemple si un déluge survenait à la
17 mi-février, une station pourrait avoir de la
18 difficulté à avoir son domaine skiable pour la
19 semaine de relâche qui est une période clé. Il
20 s'agit d'une grande contrainte. Dans un monde idéal
21 les stations souhaiteraient avoir l'opportunité de
22 fabriquer de la neige à tout moment de la saison de
23 ski propice, évidemment selon les fenêtres météo,
24 soit les périodes suffisamment froides comme c'est
25 le cas pour les stations ontariennes et du nord-est

1 des États-Unis.

2 Un appel GDP à la fin de février engendre
3 une nette diminution de la reconnaissance de
4 l'effort de participation des stations de ski à
5 l'option tarifaire et ce, même si les stations de
6 ski contribuent à la gestion de la pointe par le
7 Distributeur, celui-ci ayant été avisé que ces
8 clients à profil de consommation atypique
9 n'engendreraient pas une hausse de la pointe de
10 consommation à ces périodes. Donc, le Distributeur
11 a été informé d'avance lors des fermetures des
12 abonnements. Ça lui permet donc, selon nous, de
13 planifier la demande lors des pointes.

14 Par ailleurs, dans les faits, un abonnement
15 dédié à la fabrication de neige fermé ne consomme
16 pas de puissance durant la période de pointe pour
17 cet abonnement. Donc, nous réitérons que, dans les
18 faits, il s'agit nous d'une forme d'effacement.

19 Nous avons déjà évoqué l'importance de
20 l'entrée en vigueur de la pénalité hivernale. Avec
21 la proposition tarifaire du Distributeur, nous
22 ferions face à un défi double, car la pénalité
23 hivernale commence au premier (1er) décembre et les
24 appels GDP après la mi-février représentent
25 automatiquement un recul du remboursement de la

1 participation au programme en raison de la méthode
2 de calcul proposée qui prévoit une note de zéro
3 dans le calcul des remboursements. À titre
4 d'illustration, nous vous référons à la pièce C-
5 ASSQ-0033, la « Simulation d'une station de ski -
6 le cas réel ».

7 L'ASSQ est donc d'avis que, pour les
8 abonnements des consommateurs atypiques non
9 prévisibles, les événements GDP survenus à la suite
10 de la fermeture d'un abonnement ne devraient pas
11 être tenus en compte dans le calcul de la moyenne
12 pour la détermination de l'appui financier. En
13 bref, la fermeture d'un abonnement, selon nous,
14 survient dans un contexte particulier et selon ce
15 contexte, ça justifie selon nous une mesure
16 d'exception.

17 Maintenant, l'absence d'alternatives
18 offertes. Le Distributeur a mentionné dans l'une de
19 ses réponses en contre-interrogatoire, que l'Option
20 tarifaire GDP s'inscrit dans le cadre d'un
21 « bouquet d'offres de gestion de la demande de
22 puissance ».

23 En réalité, pour les stations de ski,
24 l'offre tarifaire GDP est la seule option ou
25 solution offerte aux stations de ski. Bien qu'elle

1 ne soit pas parfaite, le fait qu'elle soit la seule
2 disponible nous incite d'autant plus à faire les
3 représentations pour faire valoir les intérêts de
4 nos stations et qu'elle soit la mieux adaptée
5 possible.

6 Et en plus des représentations, l'ASSQ met
7 également des initiatives en place pour améliorer
8 l'efficacité énergétique des stations. Un exemple a
9 d'ailleurs été mis en preuve, à savoir le mandat
10 donné à VEIC (le Vermont Efficiency Investment
11 Corporation) sur le potentiel d'optimisation des
12 systèmes de fabrication de neige. Il y a aussi des
13 guides de bonnes pratiques et des formations qui
14 ont été donnés à tous nos membres, là, pour
15 améliorer la connaissance dans le domaine
16 énergétique.

17 Cette étude - si on revient à l'étude de
18 VEIC - l'étude indépendante souligne que les
19 stations de ski ont précisé qu'elles souhaitaient
20 participer aux efforts de réduction de consommation
21 d'électricité, mais que les conditions du Programme
22 sont une barrière.

23 Au sujet de l'appui financier et de la
24 dégressivité, le modèle d'affaire dégressif proposé
25 par le Distributeur énonce que l'appui financier

1 est basé sur une moyenne de soixante dollars du
2 kilowatt (60 \$/kW) provenant du montant de
3 soixante-dix dollars du kilowatt (70 \$/kW) qui
4 avait lieu anciennement, moins le dix et cinquante
5 (10,50 \$/kW) qui représente les coûts directs et
6 indirects assumés par les participants pour
7 participer à un appel de pointe.

8 Donc, pour un client à profil de
9 consommation atypique tel qu'une station de ski,
10 les coûts directs et indirects assumés sont
11 supérieurs à ce montant. Je vais vous épargner les
12 détails, mais on a mis en preuve, autant en Phase 1
13 qu'en Phase 2, toute la complexité, pour les
14 stations de ski, de répondre à un appel GDP. Et le
15 tout est d'ailleurs illustré par un sondage que
16 l'ASSQ a dit mener auprès de quelques stations pour
17 les travaux dans le cadre de la présente audience,
18 car celui réalisé par la firme Technosim n'a pas
19 été en mesure de l'évoquer adéquatement. Je vous
20 réfère à la pièce C-ASSQ-0027.

21 Par rapport aux coûts indirects, il est à
22 peu près impossible de les calculer pour une
23 station de ski parce qu'on ne peut pas savoir
24 combien une fenêtre d'enneigement que l'on n'a pas
25 utilisée peut nous coûter en bout de ligne.

1 Tenant compte de ces considérations, l'ASSQ
2 est d'avis que les stations de ski sont
3 désavantagées dans la proposition de calcul
4 associée à l'Option par rapport à d'autres types de
5 participants.

6 Le Distributeur a fait valoir dans sa
7 preuve son intention de payer la juste valeur de la
8 contribution aux clients, le tout étant déterminé
9 en fonction de modèles statistiques. À notre avis,
10 les stations de ski ont des caractéristiques
11 propres qui font qu'elles se situent plutôt dans
12 les écarts que dans les moyennes et sont en
13 conséquence désavantagées par les calculs de coût
14 moyens, par exemple la déduction de dix dollars et
15 cinquante (10,50 \$/kW).

16 Aussi la notion d'effort est une notion
17 récurrente dans la preuve du Distributeur et nous
18 soumettons que les efforts à déployer par les
19 stations de ski pour les effacements sont
20 particulièrement élevés et justifiant un appui
21 financier conséquent à ces efforts.

22 Bien que l'Option tarifaire GDP Affaires ne
23 soit pas la solution idéale au défi des coûts
24 d'électricité des stations de ski, elle pourrait
25 représenter une option gagnant-gagnant avec

1 certaines adaptations. Et aussi il y a un nombre -
2 ça a été mis en preuve, là - mais il y a un nombre
3 relativement peu élevé de stations qui participent
4 à ce jour, qui pourrait augmenter si les conditions
5 étaient plus favorables.

6 Cette option est pour l'instant la
7 meilleure solution offerte à l'ASSQ et ses membres
8 et permet aux stations de ski de contribuer à
9 l'effort collectif de gestion de la pointe par le
10 distributeur. Il s'agit d'un objectif auquel notre
11 industrie souscrit entièrement et c'est pourquoi
12 nous intervenons ici, en l'instance.

13 Notre plus grand souhait, est que le GDP
14 soit axé sur le GBS, une option calculée donc sur
15 le gros bon sens, qui fera en sorte que la
16 participation demeurera admissible pour la
17 clientèle qui est en mesure d'offrir un certain
18 seuil d'effacement et que celui-ci soit reconnu à
19 sa juste valeur en fonction des efforts déployés.

20 Et nous souhaiterions donc davantage de
21 considérations des réalités associées au calendrier
22 de production de neige des stations de ski ainsi
23 qu'à l'imprévisibilité météorologique.

24 Donc, pour ces motifs, l'ASSQ demande à la
25 Régie, donc d'approuver l'option tarifaire GDP

1 Affaires, de maintenir l'appui financier pour les
2 participants à consommation atypique non prévisible
3 à soixante-dix dollars (70 \$) du kilowatt
4 économisé, afin de tenir compte de la réalité et
5 effort complexes.

6 Subsidiairement, adopter un modèle
7 dégressif d'appui financier moyen de soixante-dix
8 dollars (70 \$) du kilowatt.

9 Et finalement, demander au Distributeur de
10 modifier l'option tarifaire pour les consommateurs
11 atypiques non prévisibles afin que les événements
12 GDP survenus après la fermeture d'un abonnement
13 soient exclus du calcul de la moyenne pour la
14 détermination, pardon, de l'appui financier.

15 Le tout évidemment respectueusement soumis.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 C'était très clair, Maître Tourillon. La formation
18 n'aura pas de question. On va remercier beaucoup.

19 Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

20 Merci. Merci à tous. Bonne fin de journée.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Maître Sicard.

23 Me HÉLÈNE SICARD :

24 J'essaie d'ouvrir ma caméra, là. Voilà! Bon.

25 Bonjour. Maintenant?

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Oui. À moins que vous me dites que vous avez besoin
3 d'une pause.

4 Me HÉLÈNE SICARD :

5 Non. Moi, je n'ai pas besoin d'une pause, c'est
6 pour vous.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 On va y aller.

9 PLAIDOIRIE PAR Me HÉLÈNE SICARD :

10 Alors bonjour, Madame la Présidente, Madame la
11 Régisseur Falardeau, Monsieur le Régisseur Émond,
12 Maître Gariépy et tous ceux qui sont à l'écoute.

13 Alors, je vais essayer de ne pas tout vous
14 lire pour tenter de rentrer dans la demi-heure
15 annoncée. Alors, Madame Lebus, là je descends déjà
16 au paragraphe 2. Je suis certaine de toute façon
17 que tout, tout le personnel de la Régie et le banc
18 ont lu déjà tout ce qui vous a été envoyé.

19 Alors, donc le dossier, il date d'il y a
20 plusieurs années et, dès le départ, la Régie
21 voulait deux choses de la part du Distributeur, des
22 informations pour en déterminer la nature
23 juridique. Ça, ça a été réglé par la D-2019-164. Et
24 des informations afin d'en déterminer la
25 rentabilité.

1 À ce sujet-là, je suis rendue au paragraphe
2 5, la Régie nous disait, dans D-2019-164, bon, que
3 ce programme :

4 [...] constitue plutôt une offre
5 tarifaire de nature optionnelle. Le
6 Distributeur doit donc respecter les
7 caractéristiques inhérentes qui se
8 rapportent à cette catégorie
9 réglementaire.

10 Catégorie réglementaire à laquelle il est fait
11 référence, c'est que c'est une offre tarifaire. Il
12 y a donc des règles spécifiques établies dans la
13 loi et par la jurisprudence à suivre pour fixer un
14 tarif. Et ça, c'est une responsabilité exclusive de
15 la Régie.

16 Je tourne la page, je suis maintenant au
17 paragraphe 14. Dans la décision D-2020-147, la
18 Régie résume, aux paragraphes 24 à 26, les éléments
19 de la décision D-2019-164 donc le Distributeur
20 devait tenir compte pour assurer la neutralité
21 tarifaire de la nouvelle option et son
22 harmonisation avec l'option d'électricité
23 interruptible et de l'option de crédit hivernal.

24 Alors, donc ça, c'est le cinq (5) novembre
25 vingt vingt (2020). Et ce n'est pas dans mon texte,

1 mais je vais vous lire ces extraits des paragraphes
2 24 et 26. Alors, la Régie, au paragraphe 24,
3 disait :

4 [...]. Par ailleurs, aux fins de son
5 appréciation de la neutralité
6 tarifaire du tarif GDP, elle retenait
7 les éléments suivants [...]

8 et elle donnait les éléments. Un des éléments
9 était :

10 [...]. L'effet significatif de la
11 valeur de l'appui financier sur la
12 neutralité tarifaire.

13 Au paragraphe 26, elle ajoutait que :

14 [...]. La valeur de l'appui financier
15 offert aux participants de l'offre GDP
16 Affaires, respectant les indications
17 fournies à la section 5.3 de la
18 décision D-2019-164 devrait assurer la
19 neutralité tarifaire.

20 Et elle ajoutait qu'il devait y avoir un appui
21 dégressif et que cet appui dégressif doit
22 s'harmoniser avec les crédits applicables à
23 l'option d'électricité interruptible et à l'option
24 de crédit hivernal.

25 En opposition à ce que nous dit la Régie et

1 ce qu'elle demande du Distributeur, on a la
2 position du Distributeur, qui semble ne pas avoir
3 changé, qui est énoncée, suite à la D-2019-164, et
4 je suis au paragraphe 16 de l'argumentation, Madame
5 Lebuis.

6 Cette position du Distributeur, il l'énonce
7 clairement, puis il va le maintenir, puis c'est
8 évident que c'est encore là qu'il se situe, dans sa
9 lettre B-0061, où il demandait le report du dossier
10 à cause du projet de loi 34. Et il disait :

11 Le Distributeur entend faire évoluer
12 le programme de manière à atteindre
13 cet objectif ambitieux et pourrait
14 donc le modifier, le bonifier et faire
15 varier le montant de l'appui financier
16 en conséquence, de manière à s'ajuster
17 aux besoins des clients visés.

18 Alors, il ne parle pas de l'ensemble de la
19 clientèle, il ne parle pas d'équité, il parle... il
20 vise de prendre soin des clients visés.

21 La Régie, dans sa D-2019-164, toujours,
22 donnait des indications, entre autres, qui disaient
23 qu'on devait exclure les coûts évités de transport
24 et qu'on devait exclure les coûts des équipements.
25 Et elle ajoutait que, déjà, à cette époque-là... et

1 ça, c'est une indication qu'elle voulait réduire
2 l'augmentation tarifaire, donc réduire les coûts du
3 programme, et donc réduire la bonification qui
4 serait donnée, le programme entraîne une
5 augmentation des tarifs de l'ordre de cinquante-
6 quatre point trois millions (54.3 M) sur l'horizon
7 deux mille vingt-cinq, deux mille vingt-six (2025-
8 2026).

9 Je sais que ce chiffre a été un peu réduit,
10 là, dans la proposition du Distributeur actuelle,
11 mais il y a toujours un impact sur une augmentation
12 des tarifs dans ce qui est proposé.

13 Donc, pour en conclure sur le contexte,
14 selon UC, il semble que le Distributeur est plus
15 préoccupé par les besoins des clients visés, c'est-
16 à-dire ses participants, que par l'équité et la
17 rentabilité du programme, ce que recherchait la
18 Régie, selon sa décision, et ce qu'elle devrait
19 toujours rechercher. Et c'est comme ça que s'amorce
20 cette phase 2 et c'est ce qu'on a entendu.

21 Paragraphe 19, Madame la... Madame Lebuis.
22 UC a souligné dès le début du dossier qu'un
23 programme de gestion de la demande en puissance,
24 c'est souhaitable, et on pense toujours que c'est
25 souhaitable. Par rapport à la preuve soumise en

1 phase 1, par contre, on pense qu'il n'y a pas eu
2 une... de grands avancements... par rapport à
3 l'information pour justifier l'appui financier de
4 l'option.

5 Le soixante-dix dollars (70 \$), qui est
6 dans la phase 1 et qui est là depuis le début du
7 dossier, selon nous, puis je vais y revenir un peu
8 plus tard, n'a jamais vraiment été justifié.
9 Pourtant, toute la preuve et tout ce qu'on débat,
10 là, semble partir de ce chiffre.

11 Alors, UC a examiné la proposition du
12 Distributeur, à la lumière des instructions
13 qu'avait données la Régie dans la D-2019-164,
14 soit : la cohérence entre les diverses options
15 tarifaires... et selon nous, ça, ça va être
16 l'élément le plus important à considérer,
17 considérant le reste des informations au dossier;
18 une connaissance probante de la réalité des coûts
19 pour les clients; l'exclusion des investissements
20 non récurrents; l'identification des mesures mises
21 en oeuvre par les participants pour leur effacement
22 de manière récurrente; et les coûts directs et
23 indirects qui en découlent et la valeur, là, de ce
24 sondage, audit - il y en a eu deux - qui devaient
25 évaluer les différents coûts.

1 Je suis rendue au paragraphe 22, Madame
2 Lebuis. Dans son analyse du présent dossier, son
3 évaluation de la proposition du Distributeur, les
4 recommandations soumises par UC on a pris en compte
5 le respect des principes édictés par, entre autres,
6 l'article 5, l'article 31, l'article 52.1,
7 l'article 49 alinéas 6 et 7 de la Loi de la Régie,
8 qui sont les articles qui guident la Régie dans la
9 fixation des tarifs et qui sont aussi les articles
10 qui décrivent les pouvoirs de la Régie.

11 La Régie a une obligation de surveillance,
12 un devoir de s'assurer de l'équité et s'assurer que
13 les tarifs et conditions applicables dans un
14 dossier sont justes et raisonnables et ça, quelles
15 que soient les conséquences, là, sur qui va assumer
16 les coûts éventuels, s'il y a une perte, si c'est
17 le Distributeur, l'ensemble des clients,
18 l'actionnaire, le gouvernement.

19 Mettez ça de côté, là, vous avez un devoir
20 de vous assurer que la prestation du service, les
21 tarifs, ils sont justes et équitables. Oui, ce
22 n'est pas une bonne chose quand c'est les clients
23 qui doivent payer, c'est évident, mais au bout du
24 compte, là, quelqu'un doit payer et l'actionnaire,
25 c'est l'ensemble de la population du Québec qui

1 paie si l'actionnaire finit par assurer des coûts.

2 Donc, vous avez un rôle et vous devez le
3 jouer jusqu'au bout.

4 Alors, je suis au paragraphe 23. Le
5 Distributeur soutenait, puis ça semble être un peu
6 ce qu'il soutient toujours, que tout appui
7 financier, je suis au paragraphe 23, c'est ça, tout
8 appui financier offert sous la borne maximale des
9 coûts évités en puissance de long terme est
10 justifié. C'est comme ça qu'il calibre, semble-t-
11 il, son tarif.

12 La Régie a répondu déjà à ça, au paragraphe
13 234 de la D-2019-164 en lui disant, sur cette
14 position que :

15 Une telle approche ne permet pas de
16 déterminer si l'appui financier offre
17 uniquement la rémunération suffisante
18 pour mener à l'effacement visé par le
19 Programme qu'une telle approche ne
20 permet pas de déterminer si l'appui
21 financier offre uniquement la
22 rémunération suffisante pour mener à
23 l'effacement visé par le Programme...

24 Alors, offre uniquement la rémunération suffisante,
25 mot clé.

1 ...tout en cherchant à minimiser ses
2 coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de
3 la clientèle qui le paie.

4 Autrement dit, cette approche ne permet pas de
5 déterminer des tarifs justes et raisonnables.

6 J'arrive au paragraphe 28, Madame Lebuis,
7 UC a donc examiné les éléments suivants. On a
8 examiné les audits pour déterminer leur valeur
9 probante et l'évaluation des coûts qui y est
10 contenue, les mesures d'appui financier et
11 l'harmonisation avec les autres tarifs et les
12 activités commerciales qui ont été entreprises par
13 le Distributeur, ça inclut, là, les risques, les
14 coûts puis les efforts faits par les clients pour
15 obtenir la rémunération.

16 Alors, les coûts du programme GDP, et je
17 suis au paragraphe 33, Madame Lebuis. Le
18 Distributeur avait évalué à environ dix et
19 cinquante (10,50 \$) le coût des installations des
20 équipements, sans justification précise quant aux
21 coûts réels desdits équipements et la Régie a
22 requis, dans la décision, toujours D-2019-164, des
23 précisions, puis de parfaire l'évaluation.

24 Elle lui a donc dit : vas chercher un
25 audit, fais évaluer entre autres, ces coûts-là et

1 d'autres coûts.

2 Selon le premier rapport de Technosim, je
3 suis au paragraphe 35, si on exclut les
4 participants dont les coûts seraient nuls, et en
5 passant, au moment, il y a déjà quand même quatre à
6 cinq ans que le programme existe, au moment où
7 Technosim fait ce premier sondage, les coûts sont
8 nuls, c'est peut-être parce qu'ils ont été déjà
9 payés, ça, on ne le sait pas, par le soixante-dix
10 dollars du kilowatt (70 \$/kW) qui a été versé
11 pendant toutes ces années antérieures.

12 Mais bref, le coût pour plusieurs
13 participants était nul, donc, si on les exclut, le
14 coût moyen des équipements qui restent serait à
15 vingt dollars (20 \$).

16 Par contre, ce vingt dollars (20 \$), on
17 vous le donne sous réserve, parce que les coûts
18 compilés par Technosim, l'ont été sur les dires des
19 participants. On est déçus mais Technosim, là, il
20 n'a pas vérifié, à l'aide de factures ou autres
21 documents probants, ce qui serait fait dans un
22 audit digne de ce nom, les coûts encourus par ces
23 participants-là.

24 Alors, j'arrive au paragraphe 39. Donc, UC
25 se doit de souligner aussi que c'est le

1 Distributeur qui a engagé et défini le mandat de
2 Technosim et on apprend en audience aussi qu'il l'a
3 même guidé dans le choix des clients qui ont été
4 participants au sondage.

5 Paragraphe 40. En respect de la décision
6 D-2019-164 les coûts non récurrents, ce qui pour UC
7 devrait se situer si on analyse un petit peu le
8 sondage, autour de vingt dollars du kilowatt
9 (20 \$/kW), représenteraient de l'aide financière
10 pour les équipements.

11 Le Distributeur, s'il les avait acceptés
12 auraient dû retrancher de l'appui financier moyen
13 qu'il avait mis à soixante-dix dollars (70 \$/kW)
14 ces coûts ce qui nous amènerait à un maximum de
15 cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW) où on
16 démarre pour la valeur de l'appui financier qui
17 devrait être donné.

18 Mais il y a d'autres considérations qui
19 doivent être prises en compte et selon nous, ces
20 autres considérations viennent réduire le montant
21 de l'appui financier offert et les participants
22 demeurent toujours gagnants si on regarde leurs
23 véritables coûts.

24 Alors, on tient à rappeler, paragraphe 41,
25 que l'appui financier initial de soixante-dix

1 (70 \$/kW) n'a jamais été justifié économiquement et
2 ne découle, selon le témoignage du Distributeur en
3 Phase 1, que d'un « focus group » sur lequel nous
4 avons toujours très peu d'information.

5 Pourtant il appert de son témoignage dans
6 le présent dossier qu'il utilise cet appui
7 financier de soixante-dix dollars du kilowatt
8 (70 \$/kW), et sa justification c'est « Bien, on a
9 eu des participants avec ce montant-là. Ça fait que
10 ça doit être un bon montant.

11 Alors, je retranche dix dollars (10 \$/kW),
12 parce que pour moi les équipements et coûts non
13 récurrents c'est ce que j'avais dit en Phase 1 que
14 c'était, puis je maintiens ce montant-là », parce
15 que il met de côté le premier sondage et il en
16 arrive à un appui financier moyen de soixante
17 dollars (60 \$/kW) et c'est ce qu'il propose
18 maintenant.

19 Bien, cette façon d'évaluer les choses,
20 selon nous, ne respecte pas la décision
21 D-2019-164.

22 Alors, parlons un peu de l'audit réalisé et
23 de l'évaluation des coûts. Étonnamment, je suis au
24 paragraphe 45, le Distributeur se déclare satisfait
25 du deuxième sondage. Pourtant, la méthodologie et

1 la difficulté pour les clients de chiffrer les
2 coûts réels demeure et la méthodologie suivie par
3 Technosim est sensiblement la même.

4 Alors, le premier n'est pas bon, selon le
5 Distributeur, mais le deuxième lui le conforte dans
6 son analyse. Alors, celui-là il l'accepte.

7 Pour UC, je suis rendue au paragraphe 47,
8 ces audits sont beaucoup plus de la recherche
9 exploratoire que des audits dignes de ce nom.

10 Paragraphe 49. La seule conclusion qui peut
11 être tirée de ces sondages, selon nous, c'est que
12 les clients peinent à chiffrer les dépenses
13 encourues pour participer à l'option et on ne les a
14 pas aidés à mieux les chiffrer non plus.

15 Alors, UC demande à la Régie de ne pas
16 tenir compte des résultats des deux études
17 produites par le Distributeur venant de Technosim
18 pour établir le montant d'appui financier qui doit
19 être donné pour l'option.

20 Alors, mesure d'appui financier et
21 harmonisation. Je suis rendue au paragraphe 52. Le
22 Distributeur soutenait, donc je l'ai dit tout à
23 l'heure, que tout appui financier sous la borne
24 maximale, qui serait représenté par les coûts
25 évités, serait justifié. Il ajoutait que:

1 « Finalement, la rentabilité des options tarifaires
2 ou celles des programmes n'ont pas à être comparées
3 entre elles ».

4 La Régie a répondu, au paragraphe 237,
5 elle en parle à 234, mais à 237, à cette assertion
6 du Distributeur en disant qu'il est important de
7 prendre en compte l'impact qu'un programme de GDP
8 peut avoir sur les autres programmes et options
9 tarifaires de GDP en ce qui a trait aux modalités
10 et au niveau de la rétribution des kilowatts
11 effacés.

12 Il importe de préserver une certaine
13 cohérence entre eux, en conformité avec le principe
14 de continuité tarifaire. Donc, les différents
15 programmes et options GDP doivent être comparés
16 entre elles.

17 Au paragraphe 262, la Régie nous disait :

18 Le Distributeur reconnaît que le
19 niveau d'appui financier du Programme
20 n'est pas le fruit d'une analyse fine
21 des coûts réels pour les clients.

22 Il indique également que l'appui
23 financier n'est pas uniquement établi
24 sur la base des coûts pour le client,
25 mais également sur celle des objectifs

1 que souhaite atteindre le
2 Distributeur. Il indique de plus qu'il
3 est clair...

4 je suis au paragraphe 54, Madame Lebuis,
5 ... que le niveau d'appui financier
6 doit être plus élevé que les coûts
7 directs pour les participants, faute
8 de quoi la participation serait nulle.

9 J'ajouterais qu'il n'y a pas de preuve dans le
10 dossier à cet effet-là. Bon. On sait qu'il y a eu
11 des participants à soixante-dix dollars (70 \$),
12 mais le marché n'a pas été testé. Il n'y a aucune
13 preuve qui vient nous dire que si ce n'est pas
14 soixante-dix dollars (70 \$) ou si ce n'est pas
15 soixante dollars (60 \$) ou si ce n'est pas
16 cinquante dollars (50 \$), il y aura personne dans
17 le programme. Et en plus, le Distributeur n'a
18 aucune information sur la réalité des coûts des
19 clients.

20 Alors, ça amène UC à conclure qu'il faut
21 évaluer l'option en relation avec les autres
22 options qui existent dans le dossier, qui existent
23 en GDP, pas dans le dossier, là, mais qui existent
24 pour le Distributeur.

25 Pour ce qui est des activités commerciales.

1 Le Distributeur donc nous a dit, écoutez, là, le
2 crédit hivernal, l'option fonctionne cinq fois plus
3 vite, il y a cinq fois plus de clients qu'au crédit
4 hivernal, c'est donc un signe que le prix est très
5 intéressant.

6 Alors, UC s'est penchée sur ça, puis il l'a
7 regardé. C'est vrai que ce n'est pas la même
8 participation. Et c'est couvert aux paragraphes 60
9 à 64. Le Distributeur a dépensé beaucoup d'argent,
10 a contacté personnellement, directement client par
11 client pour avoir des clients à l'option. Alors
12 que, pour le crédit hivernal, il a envoyé un
13 courriel à tout le monde, il a constaté qu'il y a
14 des courriels qui n'avaient pas été ouverts,
15 presque la moitié selon lui. Mais il n'y a pas de
16 suivi. Il n'y a pas d'insistance. Il n'y a pas de
17 publicité. Il n'y a rien. Alors que pour l'option,
18 même pendant la pandémie, il trouve le moyen
19 d'appeler les clients. Les efforts commerciaux sont
20 importants, ils sont déployés. Il va chercher son
21 monde. Ça, ça peut avoir une incidence très
22 importante sur les résultats.

23 Alors, UC en conclut que le démarchage et
24 les efforts - je suis au paragraphe 64 - investis
25 par le Distributeur pour rejoindre et recruter les

1 possibles participants à la GDP Affaires n'ont rien
2 de comparable avec ce qui a été fait pour les
3 possibles participants aux options de tarification
4 dynamique. Rappelons, là, que, dans la preuve, et
5 c'est cité par UC, il y a quand même un quatre-
6 vingt-quatorze mille dollars (94 000 \$) en
7 publicité qui a été mis et ajouté pour l'option.

8 Alors, on vous demande, on demande à la
9 Régie de ne pas retenir le succès commercial
10 relatif du Programme pour décider du niveau de
11 l'appui financier de l'option.

12 Pour ce qui est des risques. On a posé des
13 questions en contre-interrogatoire et on s'est
14 rendu compte que le tarif Flex, entre autres,
15 encoure un vrai risque puisqu'il y a des clients
16 qui vont finir par payer plus que s'ils n'avaient
17 pas été à l'option Flex.

18 Au crédit hivernal, le Distributeur dit que
19 les gens n'encourent aucun risque. Mais au crédit
20 hivernal, on ne prend pas en considération, il n'y
21 a aucune compensation pour le chauffage d'appoint
22 alors que le Distributeur dit à ses clients, bien,
23 va te chercher un chauffage d'appoint si tu veux
24 être plus confortable. Mais pour l'option, on veut
25 compenser leur confort, on veut compenser même

1 des.. Et, ça, c'est tellement inacceptable, les
2 locateurs, s'ils ont des plaintes par les
3 locataires parce que les locataires ont manqué de
4 chauffage.

5 Et le seul, et je n'appelle pas ça un
6 risque, j'appelle ça... bien, c'est ça le
7 Programme, on ne reçoit pas le maximum possible
8 d'appui financier à l'option si on ne participe pas
9 à tous les événements où on est appelé. Ce n'est
10 pas une pénalité, ça, puis c'est pas un risque.
11 C'est la façon dont le programme est bâti : je te
12 paie pas si tu me donnes pas le service. Le
13 service, c'est de t'interrompre, alors... Mais si
14 tu t'interromps pas, je te charge pas, je te mets
15 pas... t'as pas à payer plus puis tu changes pas de
16 tarif. Tout ce que t'as, c'est ta compensation qui
17 vient par-dessus, tu l'as pas. Alors il y a... il
18 n'y a vraiment pas de risque pour les clients qui
19 participent à l'option.

20 Pour ce qui est de l'effort, bien on... je
21 suis au paragraphe 73, on constate que pour un
22 effort moindre considérant le faible nombre
23 d'événements décrétés, les participants de l'option
24 par rapport à ceux du crédit hivernal et du tarif
25 Flex, ont reçu une rémunération de quarante pour

1 cent (40 %) plus élevée.

2 De plus, avec les... puis ça, c'était avec
3 les anciennes modalités, là, où si tu ne
4 t'interrompais pas deux fois, bien là tu ne
5 recevais plus rien. Maintenant on propose qu'un
6 participant puisse ne pas s'effacer pendant quatre
7 périodes de restrictions sans être exclu de
8 l'option. L'appui financier offert, selon UC, devra
9 être calibré en conséquence parce que cette
10 possibilité, cette flexibilité de ne pas s'effacer
11 pendant quatre périodes, qui est offerte à un
12 participant, c'est quand même la possibilité d'un
13 moindre effort. Ça a une valeur et ça doit se
14 refléter dans une réduction de l'appui financier
15 global.

16 Alors au paragraphe 75 on vous donne un
17 exemple. Le client qui s'efface une fois pour
18 quatre heures (4 h) recevrait un appui de l'ordre
19 de douze dollars du kilowatt (12 \$kW), là, s'il a
20 eu cinq effacements. Et alors qu'un participant au
21 crédit hivernal, lui, pour avoir son cinquante
22 dollars du kilowattheure (50 \$/kWh), il faut qu'il
23 s'efface pour les cent heures (100 h), il n'a pas
24 le choix.

25 Quant aux clients de l'OÉI puis du... on

1 a... pour plusieurs intervenants, le Distributeur a
2 parlé que les clients de l'OÉI pouvaient aller
3 chercher jusqu'à quarante dollars du kilowattheure
4 (40 \$/kWh). Bien madame de Tilly a bien démolie
5 cette position puis elle vous a dit, là : un, pour
6 avoir ce quarante dollars du kilowatt (40 \$/kW), il
7 faut cent heures (100 h) d'interruption. Ce que les
8 clients n'ont à peu près... n'ont jamais vu. Alors
9 c'est pas réaliste de penser que la borne de l'OÉI
10 peut aller jusqu'à quarante dollars du kilowatt
11 (40 \$/kW).

12 Alors on vous soumet qu'il est juste et
13 équitable que l'appui financier de l'option soit
14 d'au plus cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW),
15 ce qui signifie que l'appui financier moyen serait
16 forcément moindre.

17 Pour ce qui est du seuil minimal de
18 réduction de la puissance, l'accessibilité pour un
19 potentiel d'effacement de dix kilowatts (10 kW), je
20 suis au paragraphe 80, Madame la Greffière. Dans sa
21 lettre du douze (12) mai, la Régie avait demandé à
22 connaître la position du Distributeur sur les
23 avantages et inconvénients relatifs à l'abaissement
24 du seuil à dix kilowatts (10 kW). En audience, la
25 question a été posée puis à ma surprise, à ma

1 grande surprise, le paragraphe 81, j'ai repris la
2 citation, le témoin du Distributeur nous dit :

3 si on abaissait le seuil à dix (10),
4 je pense qu'on allait se chercher à
5 peu près un potentiel de cinq clients
6 supplémentaires en fonction des
7 résultats de dix-neuf vingt (19-20)

8 Deux mille dix-neuf-deux mille vingt (2019-2020).

9 pour un... et pour un total de un
10 mégawatt (1 MW) de plus.

11 Bien sûr, ça c'est l'avantage de ça. Par la suite,
12 dans le témoignage, puis ce qu'il répond, il mêle
13 le seuil de deux kilowatts (2 kW) et de dix
14 kilowatts (10 kW), il nous parle de bruit, puis que
15 c'est pour ça qu'il met cette limite. Et il ne
16 revient pas sur précisément qu'est-ce qui arrive si
17 on met le seuil à dix (10), outre cette information
18 qu'on a en haut?

19 Alors pour ce qui est du bruit, Madame de
20 Tilly, je vais vous inviter à relire, là, les
21 paragraphes 84 à 87 de notre argumentation. On vous
22 explique que même s'il y a cinq cent mille
23 (500 000) clients, là, le bruit ça se règle puis le
24 Distributeur, il le règle pour d'autres. Mais ce
25 que je voudrais porter à votre attention c'est

1 qu'un seuil à dix kilowatts (10 kW) c'est pas tant
2 de travail que ça, c'est pas tant de bruit que ça.
3 Il y a déjà cinq clients d'identifiés pour un
4 mégawatt (1 MW). Alors, ce que... La réflexion de
5 UC, après avoir entendu ça, c'est de dire : bien,
6 ajoutez... abaissez la limite de quinze kilowatts
7 (15 kW) à dix kilowatts (10 kW), tout de suite,
8 pour les clients du tarif G.

9 Et on vous demande de - et je suis au
10 paragraphe 89 - de faire un suivi, là, de cette
11 catégorie « dix kilowatts (10 kW) à quinze (15) ».
12 Alors, évidemment, ce ne sera pas... J'ai écrit
13 ici, dans le cadre du rapport annuel... Monsieur
14 Émond, merci pour l'information, là, vous nous avez
15 donnés... La nouvelle loi confond un peu tout le
16 monde. Mais, faire un suivi annuel administratif et
17 aussi inclure les résultats de cette section dans
18 le plan d'approvisionnement.

19 Qu'on voit l'effacement minimum... qu'on
20 voit le nombre de clients qui ont participé et le
21 volume d'effacement pour cette catégorie-là, mais
22 également, que le Distributeur nous informe sur les
23 efforts qu'il a déployés pour rejoindre la
24 clientèle admissible, de même que les coûts
25 d'opération et d'ajustement des systèmes, si

1 nécessaire. Et cette information sera utile en deux
2 mille vingt-cinq (2025), lorsque les nouveaux
3 tarifs seront déterminés, pour voir de quelle
4 façon, et aborder, et continuer, ou pas. Mais ça
5 devrait être ouvert.

6 Mais on a vu avec, entre autres, les autres
7 offres GDP, que s'il n'y a pas une activité
8 commerciale soutenue pour aller chercher les
9 clients, il n'y a pas tendance à y avoir une grande
10 participation. À tout événement, quand il y a des
11 offres GDP, la participation se situe entre un pour
12 cent (1 %) à quatre pour cent (4 %), selon les
13 programmes. Alors, il n'y a pas tant de gens que ça
14 à aller chercher, même si vous décidiez de réduire
15 à deux kilowatts (2 kW).

16 Conclusion, et là je vais lire un peu plus.
17 Lors de son témoignage en audience, madame de Tilly
18 a souligné que le Distributeur ne donne pas
19 toujours aux clients ce qu'ils espèrent. En tout
20 cas, c'est ce qu'ils nous disaient dans d'autres
21 dossiers. Et vous avez une citation, ici, où le
22 Distributeur disait qu'il ne peut permettre des
23 économies... donner des :

24 ... économies plus importantes aux
25 participants [à des programmes] sans

1 faire supporter ces économies
2 artificielles par l'ensemble de la
3 clientèle.

4 Dans le présent dossier, à bien des égards, il
5 appert que le Distributeur, pourtant, a donné
6 priorité à l'intérêt des participants, afin, entre
7 autres, de maximiser leur participation. UC soumet
8 que les conditions applicables à l'option doivent
9 être recentrées afin que des tarifs justes et
10 raisonnables, dans un environnement équitable pour
11 tous, soient mis en place.

12 Les participants de la GDP Affaires
13 reçoivent depuis des années soixante-dix dollars du
14 kilowatt (70 \$/kW), et ce, au détriment du reste
15 de la clientèle. La Régie constatait d'ailleurs
16 dans la décision D-2019-164, au paragraphe 220, que
17 même en ajustant certains des paramètres de l'offre
18 en place, le programme entraînait une augmentation
19 des tarifs de l'ordre de cinquante-quatre point
20 trois (54.3).

21 Il a été question, lors des audiences du
22 vingt-cinq (25) mai, à savoir si l'option génère
23 des coûts, ceux-ci seront-ils assumés... pour le
24 moment, parce qu'il y aura en deux mille vingt-cinq
25 (2025) un nouveau dossier tarifaire et le tarif ou

1 les... s'il y a des pertes ou s'il y a... à ce
2 moment-là, ça va se retrouver dans les tarifs
3 futurs, les coûts de l'option. Mais, pour le
4 moment, ce n'est pas clair qui assume et comment on
5 assume, je suis d'accord avec vous. Mais, pour le
6 moment, donc, par les non participants... seront-
7 ils assumés par les non participants ou par
8 l'actionnaire, c'est... vous avez la référence. Ou
9 s'il y a réduction des pertes, donc un certain
10 gain, si le tarif est réduit, ceci ne bénéficie-t-
11 il pas qu'au Distributeur?

12 UC soumet que ces questions, bien
13 qu'intéressantes, ne doivent pas détourner
14 l'attention du fait que ce qui prime, c'est de
15 fixer un tarif juste et raisonnable, que l'équité
16 soit maintenue entre les classes de tarifs, et ce,
17 dans une perspective d'équité au plan individuel,
18 comme au plan collectif. Comme je vous ai dit plus
19 tôt, ça, c'est votre rôle. C'est votre mandat de
20 surveillance, c'est votre responsabilité, à titre
21 de Régie, qui assume les coûts. Dans ce contexte
22 plus restreint là, ce n'est pas vraiment pertinent.

23 Si la clientèle non participante devait
24 assumer des coûts, la Régie devrait s'assurer de
25 minimiser ces coûts au maximum (neutralité

1 tarifaire), mais si par le jeu du nouvel
2 encadrement réglementaire et législatif, le
3 Distributeur devait assumer ces coûts, la Régie
4 devrait également, par équité, s'assurer de
5 minimiser ces coûts et de tendre vers la neutralité
6 tarifaire.

7 En effet, si cela était le cas, il ne faut
8 pas oublier qu'ultimement c'est l'actionnaire, le
9 Gouvernement du Québec et donc la collectivité
10 québécoise, qui assumerait ces coûts en grande
11 partie. Je pense que c'est soixante-quinze pour
12 cent (75 %) maintenant dans la loi qui va à
13 l'actionnaire des bénéfices d'Hydro-Québec.

14 UC a amplement démontré, selon nous, que
15 l'appui financier proposé par le Distributeur est
16 trop généreux et devrait être réduit avec une
17 structure dégressive où le prix le plus élevé
18 offert ne devrait pas dépasser cinquante dollars
19 par kilowatt (50 \$/kW) (prix maximum offert aux
20 clients qui participent à la tarification
21 dynamique).

22 UC comprend que le Distributeur s'inquiète
23 de perdre certains participants, mais souligne que
24 les sondages de Technosim suggèrent quand même que
25 certains clients seraient prêts à participer avec

1 une offre bien moindre que la présente offre.

2 Mais, réalistement, tant qu'une offre
3 tangible n'aura pas été mise sur la table nous ne
4 saurons pas vraiment quelle sera la réaction de la
5 clientèle et son niveau de participation avec un
6 appui financier sensiblement moindre.

7 UC soumet toutefois que cette inquiétude ne
8 devrait pas faire hésiter la Régie à fixer un appui
9 financier moindre, mais juste et équitable, et
10 c'est en testant le marché que nous aurons la
11 réponse.

12 On recommande à la Régie de fixer un tarif
13 juste et équitable en relation avec les autres
14 offres de GDP et soulignons d'ailleurs que pour le
15 moment et jusqu'au prochain dossier tarifaire, soit
16 vingt vingt-cinq (2025), ces autres offres de GDP,
17 OÉI, tarification dynamique, crédit hivernal, tarif
18 Flex, demeureront inchangées et c'est donc sur la
19 réalité actuelle de ces tarifs et de ces offres que
20 la nouvelle Option doit être évaluée et approuvée
21 par la Régie.

22 Il sera toujours temps en vingt vingt-cinq
23 (2025) de réexaminer l'ensemble de l'offre GDP.
24 Alors, l'AQCIE-CIFQ vous dit « Accepter tout ce que
25 le Distributeur augmente, bonifié-le même parce que

1 moi j'ai l'intention de faire augmenter l'OÉI. ».

2 Bien, écoutez, s'il doit y avoir, puis
3 peut-être qu'il devrait y avoir une phase du
4 prochain dossier tarifaire vingt vingt-cinq (2025)
5 où on va regarder globalement toutes les offres de
6 GDP. Vous pourriez peut-être même le prévoir tout
7 de suite et dire « Bon, prochain dossier tarifaire
8 moi je dis tel tarif ».

9 Mais il faut qu'il y ait un dossier, une
10 phase d'ouverte par prochain dossier tarifaire où
11 on va regarder ensemble toutes les offres GDP, puis
12 le balisage qu'on vous demande dans notre preuve,
13 les conclusions sur ces offres-là seraient très
14 utiles pour faire ça, mais pour le moment, il faut
15 fixer avec ce qui existe et non pas ce qui sera.

16 Quand ce qui sera, sera sur la table, bien
17 à ce moment-là, vous pourrez ajuster et faire des
18 modifications et à ce moment-là, vous pourrez de
19 nouveau harmoniser l'augmentation de tous les
20 tarifs, mais aujourd'hui, ce qui est sur la table
21 c'est ce qui existe et non pas ce qui sera et ce
22 même si les tarifs sont fixés de façon prospective.

23 UC soumet également que le moment présent
24 c'est le moment propice pour tester la réponse des
25 participants à un tarif qui tend le plus possible

1 vers la neutralité tarifaire et s'inscrive dans la
2 continuité des autres offres GDP existantes.

3 On a pris note de la recommandation du
4 RNCREQ de créer une phase 3 afin de réexaminer et
5 réajuster si nécessaire certains paramètres. Cette
6 approche pourrait présenter un certain intérêt dans
7 le contexte législatif actuel.

8 Par exemple, ça pourrait être utile pour
9 indiquer qu'est-ce qu'il faut pour faire une des
10 phases du dossier prochain tarifaire vingt vingt-
11 cinq (2025) pour voir qu'est-ce qu'il faut dans ce
12 dossier-là pour regarder tout ce qui est de la GDP.

13 Mais on souligne que même si vous deviez
14 mettre un tarif qui est équitable, le Distributeur
15 aurait toujours la possibilité de se prévaloir de
16 l'article 48.4, s'il advenait que ses pires
17 craintes se réalisent et il pourrait revenir devant
18 vous avant la rencontre tarifaire de vingt vingt-
19 cinq (2025) pour dire « Bien, regarde Régie, tu as
20 rendu une décision sur ce qu'il y avait devant toi,
21 puis je comprends, mais j'en n'ai pas de
22 participants, j'en n'ai pas. Ça ne marche pas. Va
23 te chercher un décret puis revient devant la
24 Régie. »

25 Mais quand tu reviens devant la Régie, là,

1 il va falloir établir qu'il a déployé les meilleurs
2 efforts pour intéresser ses clients qui sont
3 éligibles à l'offre. Ça, c'est clé, ça va être de
4 déployer les efforts commerciaux pour rejoindre le
5 plus de monde possible.

6 Alors, finalement, et je vais conclure avec
7 ça, UC ne peut passer sous silence le contexte
8 particulier dans lequel la présente audience est
9 tenue et le fait que, parallèlement à cette
10 audience, le Distributeur procède devant la Cour
11 supérieure du Québec pour tenter de remettre en
12 question le pouvoir qu'a la Régie de fixer le tarif
13 de l'offre GDP.

14 Ça, pour nous, c'est un peu l'éléphant dans
15 la pièce. Maître Turmel, en audience, a posé une
16 question au Distributeur, l'échange est reproduit.
17 Et la réponse donnée par le Distributeur est loin
18 d'être concluante, en ce qui nous concerne, quant
19 aux actions qu'il prendra.

20 Pourtant, dans sa correspondance du vingt-
21 six (26) février, le Distributeur s'opposait alors
22 à ce que la Régie fixe le tarif en suivi de la
23 décision D-2019-164. Et cette décision, D-2019-164,
24 elle a déterminé la nature du programme qui est
25 maintenant, c'est tarifaire, c'est un tarif.

1 Dans le cadre de l'audience 2020-095, le
2 Distributeur a maintenu que, selon lui, le
3 programme est toujours en vigueur et la décision
4 n'y met pas fin. Bon. UC est en désaccord avec ça,
5 c'est évident, puisque la Régie a clairement
6 indiqué qu'il s'agissait d'une offre tarifaire.

7 Alors, on doit vous dire que, sans présumer
8 de la décision que rendra la Cour supérieure, UC
9 craint que si celle-ci se rendait aux arguments du
10 Distributeur, la clientèle participante se retrouve
11 dans un vide juridique.

12 En effet, selon UC et tel qu'elle l'a
13 soutenu dans ses correspondances antérieures, la
14 nature du programme a été clairement déterminée et
15 s'est cristallisée avec la décision D-2019-164.
16 Cette nature est tarifaire. Le Distributeur ne peut
17 fixer ses propres tarifs.

18 Donc, s'il devait avoir gain de cause
19 devant la Cour supérieure et qu'on vous dise que
20 vous ne pouvez avancer dès aujourd'hui, fixer le
21 tarif et vous devez attendre en vingt vingt-cinq
22 (2025), que fera le Distributeur? Que fera la Régie
23 face au vide juridique ainsi créé.

24 Pour nous, là, ça, c'est de la vraie
25 incertitude que les participants au programme

1 doivent avoir, s'ils sont au courant des dossiers
2 qui se déroulent en ce moment. Est-ce que la GDP,
3 si la Cour supérieure donne raison au Distributeur,
4 ne reprendra vie qu'avec le dossier tarifaire vingt
5 vingt-cinq (2025)? Qu'est-ce qui va arriver?

6 Écoutez, je n'en ai pas de solution.
7 J'aurais aimé une réponse plus claire du
8 Distributeur puis peut-être qu'il devrait nous
9 indiquer comment il entend légalement procéder. Je
10 serais curieuse d'avoir une réponse là-dessus.

11 Et ça termine mon argumentation. Merci.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Merci beaucoup, Maître Sicard. La formation n'aura
14 pas de question. Je vous remercie beaucoup.

15 Me HÉLÈNE SICARD :

16 Merci. Bonne fin de journée.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Merci. Vous aussi. Maître Turmel du Distributeur.

19 Me SIMON TURMEL :

20 Oui. Bonjour, Madame la Présidente, Madame la
21 Régisseur, Monsieur le Régisseur.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Bonjour. Combien... avez-vous besoin d'une pause?

24 Bien, en fait, je pense qu'on a prendre une pause
25 de toute façon parce qu'il est onze heures

1 (11 h 00). Vous avez besoin d'une pause de combien
2 de temps pour préparer votre réplique?

3 Me SIMON TURMEL :

4 Bien, je vous dirais une pause d'une demi-heure, de
5 trente (30) minutes.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 O.K. Donc, on se reverrait vers onze heures trente
8 (11 h 30)?

9 Me SIMON TURMEL :

10 Parfait.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 O.K.

13 Me SIMON TURMEL :

14 Puis on sera en mesure de terminer pour l'heure du
15 lunch après.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Parfait. Je vous remercie beaucoup. Alors, on va
18 suspendre jusqu'à onze heures trente (11 h 30).

19 Merci.

20 Me SIMON TURMEL :

21 Merci.

22

23 SUSPENSION

24

25 (11 h 30)

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Bonjour, Maître Turmel.

3 Me SIMON TURMEL :

4 Rebonjour. On peut commencer?

5 LA PRÉSIDENTE :

6 On peut commencer, certainement.

7 RÉPLIQUE PAR Me SIMON TURMEL :

8 Commençons qu'on finisse! Donc, effectivement,
9 voilà, on est rendu au moment de la réplique, un
10 exercice qui est un peu décousu, comme d'habitude,
11 ce que se veut une réplique.

12 Donc, tout d'abord, suite aux différentes
13 plaidoiries entendues, je dois admettre que je suis
14 plus que jamais conforté quant à l'équilibre de la
15 proposition du Distributeur. Ce qu'on entendait,
16 effectivement, des intervenants, ça allait un peu
17 dans toutes les directions. Mais je constate aussi
18 de la part de certains intervenants de l'approche
19 très souvent, que je qualifierais très souvent de
20 théorique, qui font fi de la réalité, la réalité
21 des participants à la GDP, la réalité du
22 Distributeur.

23 Nous n'avons pas au présent dossier le luxe
24 de jouer aux apprentis sorciers, de se mettre dans
25 une position où on doit lancer un appel d'offres

1 pour compenser la contribution de la GDP. Il est
2 important de maintenir les acquis et de construire
3 le futur. Et on soumet que notre proposition le
4 permet. Donc, contrairement à ce que SÉ a mentionné
5 ce matin, le Distributeur n'a jamais dit que notre
6 proposition pourrait avoir besoin d'ajustements
7 dans les prochaines années.

8 Question de la Phase 3 ou d'une nouvelle
9 phase. Plusieurs intervenants ont demandé la tenue
10 d'une Phase 3. En fait, je vais vous admettre que
11 j'ai l'impression que, pour SÉ, par exemple, c'est
12 rendu un automatisme de demander une phase
13 supplémentaire dans à peu près chaque dossier. Ici,
14 on a un dossier qui roule depuis, sauf erreur, deux
15 mille dix-huit (2018), pour toutes sortes de
16 raisons, mais ce n'est pas l'objet de mon propos.
17 Je pense qu'il est maintenant temps de terminer le
18 travail et d'avoir une option tarifaire en place.
19 Il faudra par la suite laisser vivre le tarif.
20 Donc, une Phase 3 serait contraire justement à
21 l'efficience, à une certaine efficience
22 réglementaire.

23 Quant à l'avalanche de suivis que les
24 intervenants requièrent, le Distributeur soutient
25 que les suivis doivent être faits de façon

1 contemporaine à l'exercice tarifaire afin d'avoir
2 une certaine utilité. En fait d'ailleurs, une telle
3 approche est cohérente avec ce qui avait été
4 reconnu par la Régie dans sa décision D-2020-055
5 qui avait été rendue dans le dossier R-4100-2019.

6 Maintenant, je voudrais revenir sur
7 certains éléments mentionnés par l'ACEF de Québec.
8 L'ACEF de Québec est revenue sur la question, ou en
9 fait a remis en doute la question de la validité
10 des audits réalisés par Technosim.

11 Je pense que c'est important de rappeler à
12 nouveau que l'audit numéro 1 a été réalisé
13 conformément aux directives de la Régie, a été
14 réalisé par... les audits ont été réalisés par une
15 firme reconnue avec l'expérience dans le domaine
16 énergétique. Et je pense que la très grande
17 compétence de monsieur Parent est ressortie de son
18 témoignage. Ce sont des audits qui ont été réalisés
19 conformément aux règles d'art.

20 L'ACEF de Québec nous parle de la question
21 de l'appui financier moyen et désire réduire le
22 niveau de l'appui financier moyen. L'intervenant
23 omet toutefois dans sa proposition ou dans sa
24 position de considérer les inconvénients non
25 énergétiques. En fait, c'est une position, une

1 approche que je qualifierais de mathématique de la
2 part de l'intervenant.

3 Toujours concernant l'ACEF de Québec pour
4 la MAFM, en plus de réitérer les éléments que je
5 vous ai mentionnés hier, le Distributeur ajoute
6 qu'il y a également des problèmes d'application
7 avec la troisième puce dans la proposition de
8 l'ACEF de Québec en ce qui concerne les nouveaux
9 abonnements ou les nouveaux participants à la GDP
10 qui n'ont pas d'historique de participation.

11 Dans sa preuve, l'ACEFQ explique comment
12 faire pour ces nouveaux abonnements, mais ça
13 n'apparaît pas dans sa proposition de texte. Donc,
14 ça impliquerait d'ajouter encore une autre puce,
15 une quatrième puce, ce qui rend encore plus
16 complexe d'application l'article proposé. Parce
17 que... Et c'est ce qui ressort justement de la
18 preuve de l'ACEFQ. Le troisième point exigerait
19 inévitablement un processus de validation et
20 d'acceptation avant le client... avant le début de
21 l'hiver pour les nouveaux abonnements afin de
22 déterminer la puissance attendue.

23 Donc, la proposition du Distributeur, elle,
24 n'exige qu'un traitement lors de l'application de
25 la MAFM, lors du recours à la MAFM, donc dans les

1 situations peu probables où on devrait avoir
2 recours à cet article, ce qui est grandement plus
3 efficace.

4 De plus, un autre enjeu, la troisième puce
5 utilise l'historique des appuis financiers
6 antérieurs. Or, on a quand même eu deux années
7 justement où on était sous une ordonnance de
8 sauvegarde qui a eu pour effet de venir limiter
9 l'appui financier. Donc, est-ce qu'on doit inclure
10 ces années dans l'historique? Bref, ça soulève
11 encore effectivement d'autres questions sur cette
12 troisième puce parce qu'il y a beaucoup de
13 variables justement qui n'ont pas été adressées
14 dans la proposition de l'ACEF de Québec. Alors une
15 fois de plus je vous rappelle, la proposition du
16 Distributeur est basée sur des données mesurées et
17 connues des clients.

18 La question de l'harmonisation. Encore une
19 fois, l'ACEF de Québec il n'y a aucune analyse
20 terrain pour venir... pour venir confirmer leurs
21 prétentions à l'effet qu'une baisse de rémunération
22 n'aurait pas d'impact sur les adhésions. Et c'est
23 également vrai ceci pour plusieurs autres
24 intervenants.

25 Il ne faut pas garder... il ne faut pas

1 perdre de vue le fait qu'on passe d'une
2 rémunération uniforme de soixante-dix (70) à une
3 valeur dégressive. Donc, réduire la rémunération
4 en-deçà de ce que propose le Distributeur risque,
5 met à risque, est susceptible de créer des risques
6 au niveau de la réduction de puissance des grands
7 contributeurs.

8 L'ACEF de Québec nous disait, et je cite :
9 « Les clients qui ont déjà l'équipement ne vont pas
10 se priver des tranches plus élevées d'effacement. »
11 Mais ça, ça suppose que les clients n'ont qu'un
12 seul moyen d'effacement, qu'ils modulent. Or, ce
13 n'est pas nécessairement le cas. Ils peuvent
14 laisser tomber des moyens qui demandent plus
15 d'effort. Donc, les affirmations de l'ACEF de
16 Québec sont non appuyées.

17 AHQ-ARQ. Mon confrère indique dans son plan
18 d'argumentation, et là je le cite :

19 Il est donc faux de prétendre qu'il
20 faille, peu importe le coût

21 Et là, il y a une citation dans la citation d'un
22 extrait du plan d'argumentation du Distributeur.

23 « Aller chercher des participants
24 supplémentaires afin de maximiser les
25 quantités découlant de ce moyen au

1 bilan de puissance des prochaines
2 années »

3 Et je ferme les deux citations. Ce que mon confrère
4 écrit ici est inexact. Je n'ai jamais plaidé que ça
5 devait être fait, peu importe le coût ou à tout
6 prix. Je ne sais pas où mon confrère a pris ça. En
7 fait, la proposition du Distributeur se situe à
8 l'intersection offre/demande. Elle vise à trouver
9 un prix d'équilibre. La juste mesure, sans
10 surcompenser.

11 D'ailleurs, si le souhait était d'aller
12 chercher des participants supplémentaires peu
13 importe le coût, à quoi auraient servi les analyses
14 économiques? Donc, on cherche quelque chose de
15 commercialement viable, conforté par l'analyse
16 économique, qui permet de vérifier que le prix est
17 plus avantageux qu'un approvisionnement de long
18 terme. Au surplus également, on a testé justement
19 de façon empirique, par l'expérience des années
20 passées.

21 Toujours concernant l'AHQ-ARQ relativement
22 à l'année à laquelle le coût évité de long terme
23 entre. En fait, la thèse de cet intervenant, pour
24 repousser le signal de long terme à deux mille
25 vingt-six-vingt-sept (2026-2027), repose sur

1 l'hypothèse que le Distributeur peut faire autre
2 chose pour aller chercher un approvisionnement,
3 comme par exemple devancer la bonification de
4 l'OÉI. C'est très hypothétique et risqué comme
5 approche, hein. Le Distributeur ne fera pas reposer
6 son équilibre énergétique et la sécurité
7 d'approvisionnement de sa clientèle sur une
8 réflexion qui est en cours et qui n'est pas encore
9 terminée.

10 Également par rapport à la proposition du
11 MAFM de l'AHQ-ARQ, bon, on n'a peut-être pas
12 compris la proposition de l'AHQ-ARQ quant au MAFM,
13 mais celle-ci semble demeurer plus cher que
14 l'approche du Distributeur, ce qui n'a pas été
15 contredit.

16 Finalement pour cet intervenant, le
17 Distributeur réitère que sa proposition est
18 harmonisée tant avec l'OÉI que le crédit hivernal.

19 ASSQ, l'Association des stations de ski du
20 Québec. En fait le Distributeur réitère ce qui
21 apparaît au paragraphe 75 de son argumentation,
22 puis que c'est l'approche qui est également la plus
23 équitable pour l'ensemble des participants.

24 FCEI. Sur la question du seuil tout
25 d'abord. Le Distributeur souhaite que le seuil joue

1 son rôle de cible, afin d'éviter que, finalement,
2 l'option GDP devienne une option de masse. On pense
3 que le quinze kilowatts (15 kW), le seuil de quinze
4 kilowatts (15 kW) joue ce rôle. Le deux kilowatts
5 (2 kW) proposé par la FCEI ne joue certainement pas
6 ce rôle et on constate, d'ailleurs, que cet
7 intervenant est le seul à proposer un seuil si bas.

8 Le Distributeur confirme, ça, ça fait suite
9 à ce que... à une discussion que nous avons eue
10 hier, au niveau de la... lors de l'argumentation...
11 confirme que... qu'il n'a pas calculé le potentiel
12 d'augmentation avec une baisse du seuil.

13 Toutefois, de l'abaissement du seuil à
14 quinze kilowatts (15 kW) versus la participation
15 qui se faisait auparavant, par l'entremise des
16 agrégateurs pour les plus petits clients, ça
17 implique déjà beaucoup plus de gestion pour le
18 Distributeur et la capacité de gestion des
19 courriels pour les avis de pointe critique est
20 limitée. Ce n'est pas un copier-coller de la TD, ce
21 n'est pas le même système. La TD a été développée,
22 à la base, pour une clientèle de masse. On parle de
23 deux choses distinctes.

24 La proposition du Distributeur n'abandonne
25 pas les petits clients, contrairement à ce que peut

1 penser la FCEI. Au contraire, la proposition vise à
2 trouver un équilibre entre l'ensemble des
3 participants et elle est dans la continuité du
4 programme qu'il y avait.

5 Puis, comme je le mentionnais, le
6 Distributeur rappelle avoir déjà baissé le seuil de
7 façon importante pour aller chercher des clients
8 qui étaient auparavant avec les agrégateurs. Puis,
9 je rappelle également que les plus petits clients
10 ont aussi accès à la TD.

11 L'intervenant reproche au Distributeur de
12 ne pas avoir fait la démonstration des coûts
13 supplémentaires qui découleraient d'un abaissement
14 du seuil à deux kilowatts (2 kW). Le Distributeur
15 n'a pas à faire une telle analyse précise des coûts
16 pour chaque proposition des intervenants. Auquel
17 cas, je vous le soumetts, on ne s'en sortirait pas.
18 Puis, ce n'est pas sept jours d'audience qu'on
19 aurait eus, c'est deux mois. Mais, le Distributeur
20 a néanmoins expliqué les conséquences et les
21 difficultés posées par un tel abaissement.

22 Le GRAME. La démonstration du GRAME, pour
23 en arriver à un appui financier moyen est, de
24 l'avis du Distributeur, désincarnée des réalités
25 commerciales qui doivent guider la détermination

1 d'un appui financier qui incite à la participation.

2 C'est certain que lorsqu'on ne retient que
3 les cas qui font notre affaire, la moyenne
4 augmentera, la moyenne changera. Mais, les clients
5 sans coûts sont bien réels et présents dans le
6 programme. En fait, après le concept de
7 comptabilité créative, le GRAME fait ici de la
8 statistique créative.

9 Quant aux propositions ou la position du
10 GRAME sur la question de l'appui dégressif, aucune
11 justification de la part du GRAME sur
12 l'établissement ou sur sa proposition
13 d'établissement de strates. C'est plutôt fondé sur
14 des résultats. Aucune justification de l'impact de
15 cette proposition sur l'adhésion. Le Distributeur
16 souligne que des strates plus larges, telles que
17 préconisées par cet intervenant, pourraient amener
18 beaucoup plus de volatilité.

19 OC. OC nous a parlé d'Hydro-Sherbrooke. Le
20 Distributeur vous soumet ici que ce n'est pas une
21 preuve qui est valable. Hydro-Québec... le
22 Distributeur rappelle qu'Hydro-Sherbrooke, c'est un
23 client du Distributeur, au tarif LG. Donc, juste à
24 cause de ça, déjà, c'est un contexte réglementaire
25 différent. Donc, une structure de coûts, dont les

1 coûts évités qui ne sont pas comparables. Donc,
2 l'enseignement d'Hydro-Sherbrooke, ici, n'est
3 d'aucune utilité au présent dossier.

4 OC nous a parlé aussi beaucoup de la
5 question de la valeur du onze cents mégawatts
6 (1100 MW) pour le court terme. Ce n'est pas un
7 sujet du présent dossier. C'est un dossier... c'est
8 un sujet de plan d'approvisionnement. En fait, le
9 Distributeur a utilisé le onze cents mégawatts
10 (1100 MW) pour les coûts évités... pour le... pour
11 la contribution des marchés de court terme. C'est
12 une valeur qui a été approuvée par la Régie,
13 donc... à l'occasion d'un dernier plan
14 d'approvisionnement.

15 Donc, le Distributeur demande ici, à la
16 Régie, de ne pas tenir compte de ces arguments,
17 relativement à la contribution des marchés de court
18 terme qui sont hors cadre du dossier.

19 Puis, la recommandation d'OC, quant à la
20 recommandation de retenir deux mille vingt-six
21 (2026) comme année charnière que le coût évité de
22 long terme repose sur l'hypothèse d'une majoration
23 de la contribution de onze cents mégawatts
24 (1100 MW).

25 Or, si cette contribution-là tombe à l'eau

1 justement, puisqu'elle s'appuie sur des éléments
2 qui sont hors sujet, qui ne font pas partie du
3 dossier.

4 OC nous a également avancé comme argument,
5 quant à l'absence de participation des clients aux
6 options d'électricité interruptible, que ça
7 s'expliquerait par les conditions généreuses du
8 programme GDP Affaires. Or, c'est tout l'inverse
9 qui a été mentionné depuis le début des audiences.
10 Les témoignages du Distributeur sont éloquents à
11 l'effet qu'avant même la GDP, il n'y avait pas
12 d'intérêt chez les clients M et LG pour l'OÉI.

13 Le RNCREQ. Sur la question d'utilisation de
14 l'année deux mille vingt vingt et un (2020-21) dans
15 l'analyse économique, RNCREQ vous a plaidé le fait
16 que c'était un tarif provisoire au soutien de sa
17 justification, pour ce qui est de l'année deux
18 mille vingt-vingt et un (2020-21), mais ce n'est
19 pas ça la question, ce n'est juste pas ça qui est
20 visé par une analyse économique. L'analyse
21 économique, on regarde par en avant. La question
22 n'est pas de savoir quelle était la rentabilité
23 l'hiver passé, mais en regard d'aujourd'hui, quelle
24 est la valeur de la GDP pour le Distributeur.

25 Autrement, en quoi la rentabilité de la GDP

1 l'hiver dernier est-elle pertinente en regard de la
2 décision que la Régie doit prendre. Les mégawatts
3 ont été livrés par les clients et rémunérés. La
4 décision de la Régie ne changera rien à ce qui est
5 arrivé à l'hiver dernier.

6 En fait, le RNCREQ est le seul à proposer
7 une telle approche et de mémoire, le Distributeur
8 ne croit pas qu'une telle approche n'ait jamais été
9 proposée ni retenue dans aucun dossier devant la
10 Régie.

11 Et de mémoire, ce n'est pas seulement ma
12 mémoire à moi, c'est la mémoire de mes collègues
13 qui travaillent au dossier. Puis souvent, ils me
14 permettent d'aller beaucoup plus loin que ma
15 mémoire à moi.

16 La question de l'année charnière du long
17 terme, le Distributeur soutient que son approche de
18 considérer les coûts évités de long terme dès deux
19 mille vingt-trois-deux mille vingt-quatre (2023-
20 2024) est conforme. Le Distributeur a appliqué les
21 coûts évités court terme les premières années puis,
22 lorsque le besoin long terme, les besoins long
23 terme se précisent, a appliqué le coût évité de
24 long terme.

25 En fait, si on se fie à la logique du

1 RNCREQ, on obtient une VAN négative, donc, on
2 pourrait en conclure que l'approvisionnement est
3 préférable à la GDP. Donc, on fait quoi? On devrait
4 mettre fin à l'Option et se tourner vers des
5 approvisionnements de long terme? Or, combien
6 coûteraient ces approvisionnements? Le Distributeur
7 a répondu à cette question et je vous renvoie
8 justement au tableau R-1.2b) à la DDR numéro 7 de
9 la Régie.

10 Donc, le Distributeur aurait alors besoin
11 de nouveaux approvisionnements de long terme dès
12 deux mille vingt-trois-vingt-quatre (2023-24). On
13 constate justement la circularité du raisonnement
14 et le fait qu'il soit illogique de venir pénaliser
15 la GDP du simple fait qu'elle existe et qu'elle
16 rend le service, finalement, auquel on s'attend
17 d'elle.

18 Donc, le RNCREQ propose aussi de diminuer
19 l'appui financier pour améliorer la VAN, mais est-
20 ce que l'Intervenant s'est posé la question, à
21 savoir si ce niveau d'appui financier avait du sens
22 commercialement.

23 Donc, ça fait suite à nos conversations,
24 d'ailleurs c'est une parfaite illustration de ce à
25 quoi ne sert pas l'analyse économique : fixer

1 l'appui financier. Oui, c'est un outil, mais ça ne
2 sert pas de façon désincarnée à venir fixer l'appui
3 financier.

4 En fait, l'Intervenant souhaite une
5 réduction de l'appui financier à trente dollars du
6 kilowatt (30 \$/kW). On s'entend, ça équivaut à
7 mettre fin à la contribution de la GDP au bilan.
8 C'est très risqué comme approche et l'Intervenant
9 n'a fait aucune étude de marché pour établir qu'une
10 réduction de l'appui financier, telle celle
11 proposée n'aurait aucun impact.

12 L'Intervenant demande aussi la création
13 d'une troisième phase. Je vais vous admettre, c'est
14 un petit peu particulier comme approche, parce que,
15 avec un appui financier à trente kilowatts...
16 trente dollars du kilowatt (30 \$/kW), le résultat
17 prévisible, c'est l'échec de la GDP. Or,
18 l'Intervenant souhaite déjà la création d'une phase
19 pour venir réparer les pots cassés qui
20 découleraient de l'acceptation de sa proposition.
21 Donc, le Distributeur vous demande de ne pas aller
22 dans la direction de cet intervenant.

23 ROEE. Ma consœur vous a énormément parlé
24 d'Hilo. Dans un premier temps, le présent dossier
25 ne vise pas à examiner les programmes offerts par

1 Hilo, ni la relation entre Hilo et le Distributeur.
2 Ce n'est pas utile à la Phase 2 du présent dossier,
3 ni n'est l'objet de cette Phase 2. Chaque dossier a
4 ses débats.

5 Ensuite, ce que l'on sait de l'offre Hilo
6 Affaires, c'est essentiellement un communiqué de
7 presse. Donc, en tout respect, c'est assez
8 prématuré de crier au loup comme le fait le ROÉÉ
9 sur une telle base.

10 Comme le Distributeur l'a mentionné, en
11 fait, tout comme pour la TD, l'important c'est de
12 s'assurer de la complémentarité des offres et
13 éviter de payer deux fois le même mégawatt.

14 Quant à la question de la régionalisation
15 du tarif, au lieu de ce qui est ou n'est pas
16 possible suivant la LRÉ, des questions par ailleurs
17 très intéressantes, ce n'est pas la proposition du
18 Distributeur, ni l'objet du présent dossier d'avoir
19 un tarif régionalisé. On est ici pour examiner une
20 option tarifaire, une proposition d'option
21 tarifaire qui s'applique à l'ensemble de la
22 province.

23 Stratégies Énergétiques. Je pense que je
24 vais avoir besoin peut-être de relire à tête
25 reposée l'argumentation de maître Neuman pour

1 répliquer. J'aurais de la faire, mais je ne le
2 ferai pas.

3 En fait, peut-être les seuls éléments sur
4 lesquels peut-être je veux revenir rapidement c'est
5 que c'est notamment les modifications proposées au
6 texte des tarifs, le Distributeur soumet qu'elles
7 ne sont pas souhaitables. Les propositions que le
8 Distributeur a soumises sont très bonnes.

9 Également mon confrère parlait d'un
10 processus de plaintes. Bien, regardez, c'est une
11 option tarifaire. Le processus de plaintes existe
12 de par lui-même de par la Loi sur la Régie de
13 l'énergie.

14 Donc, si un client n'est pas satisfait de
15 l'application de l'option tarifaire, il y a un
16 processus de plaintes qui est prévu dans un premier
17 temps chez le Distributeur et par la suite en appel
18 à la Régie qui est possible déjà par la loi. Donc,
19 on ne créera pas un processus de plaintes
20 additionnel comme mon confrère semble le souhaiter.

21 UC. Sur le travail de Technosim. En fait,
22 ce n'est pas parce que Technosim n'a pas interviewé
23 mille cinq cents (1500) personnes que le travail,
24 que les audits réalisés ne sont pas valables. Le
25 type de sondage qualitatif tel qu'il a été fait est

1 aussi valable.

2 En matière de sondage, la qualité n'est pas
3 nécessairement dans le nombre. UC reproche
4 également qu'il n'y ait pas eu de demande des
5 factures aux différents clients participants.
6 Regardez, si l'équipement a été installé chez un
7 client il y a quinze (15) ans, est-ce qu'on va
8 vraiment, est-ce que Technosim va vraiment demander
9 des factures?

10 En fait, je vous soumetts que si Technosim
11 avait demandé des factures ou des pièces
12 justificatives pour l'ensemble de ses questions,
13 pour l'ensemble des éléments, bien le taux de
14 réponse aurait été probablement pas loin de zéro,
15 puis il y aurait eu beaucoup de personnes qui
16 auraient raccroché au nez de Technosim.

17 UC suggère également de ne pas tenir compte
18 du succès commercial du programme GDP depuis sa
19 mise en place. En tout respect, c'est la force du
20 dossier que d'avoir cette expérience-là, puis de
21 pouvoir avoir le bénéfice de cette expérience-là
22 ces dernières années.

23 De quoi devrait-on tenir compte alors? On
24 se fait reprocher que le programme fonctionne ou
25 que l'option tarifaire devrait fonctionner. En

1 fait, en tout respect, j'ai un peu l'impression que
2 peu importe ce que nous aurions fait comme preuve,
3 UC nous l'aurait reproché. UC ne se serait
4 satisfaite de rien.

5 En fait, la seule chose qui aurait
6 satisfait, puis qui convainquerait UC que le prix
7 ne serait pas trop élevé, ce serait l'absence de
8 clients. Or et je le répète, je l'ai mentionné, on
9 n'a pas le luxe ici de jouer aux apprentis
10 sorciers, de faire table rase et de recommencer.

11 On a besoin du produit au bilan, puis avoir
12 ce produit-là au bilan de la GDP, c'est avantageux
13 pour l'ensemble de la clientèle incluant la
14 clientèle représentée par UC.

15 Finalement, en fait ce n'est pas un
16 intervenant, mais Régie. Je vais... sur la question
17 que vous m'avez posée hier relativement à la
18 nécessité de confirmer ou non les ordonnances de
19 sauvegarde. Et on s'entend, on ne parle pas de
20 l'ordonnance de sauvegarde pour le dernier hiver
21 alors que c'était un tarif provisoire. Les
22 ordonnances de sauvegarde, les deux ordonnances
23 pour les hivers précédents.

24 Le Distributeur est d'avis que la Régie n'a
25 pas à confirmer cette décision. D'abord, ce n'était

1 pas un tarif contrairement à l'hiver dernier. En
2 fait, ces ordonnances visaient plutôt la poursuite
3 du programme en limitant la participation et en
4 apportant certaines modalités, certains ajustements
5 aux modalités.

6 Et le plus important, je pense, je vais
7 vous lire une des conclusions dans la D-2018-113
8 qui, je pense, répond à la question, et je cite :

9 ACCORDE au Distributeur, pour
10 inclusion à son revenu requis pour
11 l'année tarifaire 2019-2020, le
12 montant maximal de 20,1 M\$ pour son
13 programme GDP Affaires, tel que prévu
14 à la présente décision.

15 Donc, la Régie, dans son ordonnance de sauvegarde,
16 a accordé le montant pour inclusion au revenu
17 requis. Et la formation qui était par la suite en
18 charge du dossier tarifaire du Distributeur l'a
19 considéré et inclus dans ses revenus requis. Donc,
20 c'est une sorte de « pass-on », je vous dirais,
21 entre deux formations, entre deux formations à
22 cette époque, donc... Et la D-2019-092 est venue
23 prolonger l'ordonnance donc avec la même façon de
24 fonctionner.

25 Donc, les montants qui résultaient de ces

1 ordonnances ont été inclus dans les revenus requis
2 pour les années pertinentes et aucune intervention
3 supplémentaire de la Régie n'est donc nécessaire.

4 Et un dernier petit point. Au paragraphe 47
5 de l'argumentation principale, puis ça a été
6 mentionné également dans l'argumentation de maître
7 Sicard ce matin, il y a une coquille. Puis en fait,
8 la coquille est vraisemblablement dans les notes
9 sténographiques, relativement au nombre de clients
10 pour un mégawatt (1 MW). Donc, relativement au
11 nombre de clients pour un mégawatt (1 MW)
12 supplémentaire. En fait, je vous renvoie à la pièce
13 HQD-6, Document 2, tableau 5 où vous allez avoir
14 l'information. Il y a clairement eu un « typo » au
15 niveau des notes sténographiques par rapport à ça.

16 Ça fait, ça fait, ça fait le tour de ma
17 réplique. Et je vous remercie en mon nom et ainsi
18 qu'au nom de l'ensemble de mes collègues chez
19 Hydro-Québec qui ont participé au dossier.

20 M. FRANÇOIS ÉMOND :

21 Bonjour, Maître Turmel.

22 Me SIMON TURMEL :

23 Oui. Bonjour. J'ai vu un hochement de la tête, donc
24 je vous voyais physiquement, je m'attendais à une
25 question.

1 M. FRANÇOIS ÉMOND :

2 J'ai peut-être mal saisi ce que vous avez dit au
3 début...

4 Me SIMON TURMEL :

5 Oui.

6 M. FRANÇOIS ÉMOND :

7 ... de votre réplique sur les suivis. On comprend
8 qu'effectivement depuis l'adoption de la Loi sur la
9 simplification vous ne déposez plus de rapport
10 annuel à la Régie...

11 Me SIMON TURMEL :

12 Exact.

13 M. FRANÇOIS ÉMOND :

14 ... que vous êtes... que vous n'êtes pas en faveur
15 d'une Phase 3 dans le présent dossier.

16 Me SIMON TURMEL :

17 Ça, c'est exact, je vous le confirme.

18 M. FRANÇOIS ÉMOND :

19 Qu'en est-il des autres propositions qui ont été
20 faites pour des suivis annuels, comme vous le
21 faites maintenant avec l'annexe 2, ou dans d'autres
22 suivis annuels que vous faites selon d'autres
23 dossiers qui ont cours actuellement à la Régie
24 et/ou au suivi au prochain plan
25 d'approvisionnement? Donc, je voulais juste vous

1 entendre sur, si on devait vous demander de faire
2 des suivis de cette option tarifaire là, vous
3 verriez ça sous quelle forme? À quel moment?
4 Comment? Donc, une question ouverte, là.

5 Me SIMON TURMEL :

6 O.K. Ce n'est certainement pas à l'annexe 2 parce
7 que quand c'est un rapport annuel suivant l'article
8 75, il y avait le cinquième paragraphe, je ne me
9 souviens pas du libellé exact, mais qui ouvrirait une
10 ouverture à toutes autres demandes de la Régie.
11 C'est peut-être pas ça le libellé exact, mais
12 c'était ça l'essence.

13 Par contre, l'annexe 2 qui découle de
14 l'article 75.1 de la Loi sur la Régie, est
15 exhaustif en lui-même. Donc, dans le fond, ce qui
16 doit être... ce qui doit se retrouver dans le
17 rendre compte du Distributeur suivant l'article
18 75.1, ce sont les informations prévues à l'annexe
19 2. Il n'y a pas d'équivalent justement à l'ancien
20 alinéa au paragraphe 5 « toute autre demande » ou
21 cette ouverture-là. Donc, ça, ça règle la question
22 par rapport au rendre compte du Distributeur.

23 Comme je le mentionnais, un suivi, puis en
24 fait, je fais du pouce sur je pense que c'est une
25 question que madame la présidente a posée, je pense

1 que c'est à la FCEI, où madame la présidente
2 faisait remarquer que, regardez, si on faisait un
3 suivi dans le cadre du Plan d'appro, bien, la
4 formation au Plan d'appro ne peut pas modifier le
5 tarif, ne peut pas ajuster le tarif. C'est très
6 limité ce qu'elle peut faire, ce qu'elle peut faire
7 de cette information-là dans le cadre d'un plan
8 d'appro.

9 Juste peut-être une petite parenthèse par
10 rapport à ça. Oui, effectivement, il va y avoir
11 déjà certaines informations par rapport à la GDP
12 dans le Plan d'appro, dans les états d'avancement.
13 Si ce n'est qu'au niveau des bilans, on s'entend,
14 c'est quelque chose d'évolutif chaque année. Ce
15 n'est pas statique, c'est quelque chose qui évolue.
16 Donc, il va y avoir déjà un certain nombre
17 d'informations par rapport à ça, sans qu'il y ait
18 besoin de suivi en tant que tel. Mais le Plan
19 d'appro, un tel suivi de la GDP dans le Plan
20 d'appro ne nous donnerait absolument, donnerait
21 absolument rien, ne pourrait pas déboucher sur quoi
22 que ce soit de modification au niveau du tarif, par
23 exemple.

24 Là, je suis en suivi de ce que je
25 mentionnais hier. Le prochain rendez-vous pour

1 modifier les tarifs, sauf les exceptions prévues à
2 la Loi, mais le prochain rendez-vous pour modifier
3 les tarifs, c'est deux mille vingt-cinq (2025).
4 Donc, un suivi, pour qu'il soit pertinent, encore
5 doit-il être fait dans un cadre où il a une
6 pertinence. Donc, dans un cadre qui serait en
7 l'occurrence un cadre tarifaire.

8 M. FRANÇOIS ÉMOND :

9 Je comprends tout ce que vous dites. Mais si la
10 Régie vous demandait à la conclusion de ce dossier-
11 ci de tout de même faire un suivi annuel sur le
12 nombre de clients et d'autres données qu'on
13 pourrait demander, est-ce que ce serait un problème
14 pour le Distributeur de fournir ces éléments-là en
15 suivi annuel jusqu'au dossier tarifaire?

16 Me SIMON TURMEL :

17 Regardez, je ne suis pas en train de vous dire que
18 ce serait un problème ou ce ne serait pas un
19 problème. Ce que je vous dis, c'est que ce serait
20 non pertinent, non utile de faire un tel suivi en
21 l'absence d'une compétence que la Régie doit
22 exercer à l'occasion du prochain dossier tarifaire.

23 Si la Régie disait vouloir demander ceci,
24 c'est sûr que ça devrait être un suivi
25 administratif, ça ne serait pas un suivi dans le

1 cadre d'une phase 3, ou quoi que ce soit. Je pense
2 que c'est dans l'intérêt de tout le monde à un
3 moment donné que ce dossier se termine. Mais comme
4 je vous dis, l'utilité d'un tel suivi se ferait à
5 l'occasion d'un prochain ou d'une prochaine demande
6 tarifaire alors que la Régie pourrait, pourra
7 apporter des ajustements si requis, justement, à
8 l'Option tarifaire.

9 M. FRANÇOIS ÉMOND :

10 C'est bon. Merci beaucoup, Maître Turmel.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Bonjour, Maître Turmel.

13 Me SIMON TURMEL :

14 Bonjour.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Je vous amène au paragraphe 47. En fait, je n'ai
17 pas la pièce exacte. Mais de mémoire, c'est une
18 centaine... Monsieur Pelletier parlait d'une
19 centaine de clients. Je pense que c'était le
20 tableau.

21 Me SIMON TURMEL :

22 Oui.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Et, là, je cherche exactement où il est dans la
25 preuve. Mais je ne le trouve pas. Où on voyait la

1 réduction de deux cents (200) à quinze (15). Et on
2 passait de quatre cent soixante-seize (476) à trois
3 cent quatre-vingt-un (381), j'y vais de mémoire,
4 mais je n'ai pas les chiffres exacts.

5 Me SIMON TURMEL :

6 En fait ce serait le tableau 5 mais... En fait,
7 c'est ça. Mais je pensais nécessaire de revenir
8 parce que, effectivement, dans l'extrait qui a été
9 mentionné au paragraphe 47, dans les notes
10 sténographiques, on parlait de cinq clients
11 supplémentaires pour un mégawatt. Donc, c'était
12 l'erreur sur laquelle je voulais attirer votre
13 attention. Parce qu'on s'entend, cinq clients pour
14 un mégawatt, ça...

15 LA PRÉSIDENTE :

16 C'est des gros clients.

17 Me SIMON TURMEL :

18 C'est ça. C'est ça. Alors que ce n'est pas les
19 clients qui sont visés, qui étaient visés aussi par
20 la réponse. On parlait des clients. On parlait
21 d'abaissement du seuil à dix kilowatts (10 kW).
22 Donc, ça ne peut pas être des gros clients
23 contributeurs de par la question qui était posée.

24

25 LA PRÉSIDENTE :

1 Mais on parlait d'une centaine de clients, de
2 mémoire.

3 Me SIMON TURMEL :

4 De mémoire, j'aurais tendance aussi à penser ça.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Et ça me ramène sur la question que je vous avais
7 posée et que vous deviez me revenir aujourd'hui qui
8 était sur le fait que vous disiez qu'il y aurait,
9 par votre paragraphe 45, une augmentation
10 importante quant au nombre de participants directs.
11 Et vous deviez me revenir sur le « importante »
12 parce que, de mémoire, et je n'ai pas les notes
13 sténographiques devant moi, mais je peux aller
14 trouver si vous en avez besoin, monsieur Pelletier
15 nous avait indiqué qu'ils n'avaient pas fait de
16 calcul.

17 Me SIMON TURMEL :

18 Bien effectivement, puis je pensais... je pensais
19 avoir répondu à ça tout à l'heure quand je parlais
20 de... je l'ai peut-être noyé dans ma réplique à la
21 FCEI, là, mais effectivement je vous confirme... je
22 vous confirme que vous aviez effectivement raison.
23 Monsieur Pelletier nous a dit qu'il n'avait pas
24 fait le... que le calcul n'avait pas été fait, là,
25 pour venir estimer... estimer le tout.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Ça pourrait être une centaine de clients, peut-être
3 plus que cinq, mais ça pourrait être une centaine,
4 ça pourrait être plus.

5 Me SIMON TURMEL :

6 Certainement plus que cinq, oui.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Je vous reviens... Sur le RNCREQ.

9 Me SIMON TURMEL :

10 Oui.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Et les deux façons de regarder l'analyse
13 économique.

14 Me SIMON TURMEL :

15 Oui.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Il y avait la première, où vous... c'est le... est-
18 ce que j'ai le programme GDP? Si j'ai pas le
19 programme GDP je dois aller en approvisionnement.
20 Et la deuxième, qui était la position retenue par
21 le RNCREQ, de mémoire, où c'était pour ajuster
22 l'aide... l'appui financier.

23 Alors est-ce que vous seriez d'accord avec
24 moi que dans un outil d'aide à la décision, parce
25 que de mémoire encore une fois, je m'excuse si j'y

1 vais beaucoup de mémoire, mais moi aussi... le
2 RNCREQ avait indiqué que si ce n'était que de
3 l'inflation, la VAN serait positive, si on partait
4 de vingt et un (21)... deux mille vingt et un-deux
5 mille vingt-deux (2021-2022), et que le solde... ce
6 qui rendait la VAN négative de moins quatorze
7 millions (-14 M) c'était l'inflation.

8 Donc, à ce moment-là, si on prenait ça en
9 compte et qu'on réduisait peut-être pas au montant
10 de... proposé par le RNCREQ, mais à tout le moins
11 pour ajuster cette... ce caractère moins favorable,
12 est-ce que vous seriez d'accord avec moi que
13 l'analyse économique peut être utile à la... pour
14 prendre une décision à cet égard-là?

15 Me SIMON TURMEL :

16 Regardez, je n'ai pas nécessairement tout le... je
17 ne suis qu'un pauvre avocat, comme certains ont
18 mentionné plus tôt en audience, donc je ne me sens
19 pas nécessairement outillé pour vous faire une
20 analyse « live » comme ça de tous les intrants.
21 Parce qu'il y avait plusieurs éléments aussi dans
22 l'analyse du RNCREQ, hein.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Hum, hum.

25 Me SIMON TURMEL :

1 Il y avait... il y avait quand même un nombre assez
2 important d'éléments, mais nous ce qu'on vous dit,
3 puis dans le fond c'est ce qu'on vous dit depuis le
4 début, dans un premier temps, c'est un objectif
5 commercial qui est visé, donc c'est des
6 configurations commerciales. Ensuite, l'analyse
7 économique vient nous confirmer, c'est un élément
8 qui vient nous confirmer si, oui ou non, ça fait du
9 sens par rapport notamment à un approvisionnement
10 de long terme.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Je... je vous suis dans votre argumentation. Mon
13 point était qu'effectivement, à votre avis, je
14 comprends que cinquante dollars (50 \$) de coût
15 moyen proposé par... si c'est cinquante dollars
16 (50 \$), je me souviens qu'il y avait un
17 cinquante... cinquante (50) à trente (30), là.

18 Me SIMON TURMEL :

19 Oui.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Mais si le coût moyen était abaissé légèrement en
22 fonction de voir si c'est favorable ou défavorable,
23 ça peut être un outil à la décision aussi.

24

25 Me SIMON TURMEL :

1 Ça peut être effectivement un outil. Comme je vous
2 disais hier, ça fait partie de votre coffre à
3 outils, mais ce n'est pas... ce n'est pas par où on
4 commence.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Non, j'en conviens avec vous. C'est pas... ce que
7 vous ne voulez pas, c'est que ce soit...

8 Me SIMON TURMEL :

9 Ça vient conforter, ça vient rassurer, ça vient
10 conforter, ça vient rassurer.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Je comprends de votre position que c'est pas une
13 question de veto. C'est un genre de ça passe ou ça
14 casse, donc si l'analyse est défavorable, on doit
15 nécessairement refuser. C'est une aide pour
16 considérer l'ensemble de la proposition.

17 Me SIMON TURMEL :

18 Exactement.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Parfait. Le ROEÉ. Je comprends, il revient sur la
21 régionalisation. Je comprends votre point de vue,
22 que c'est pas votre proposition.

23 Me SIMON TURMEL :

24 Exactement.

25 LA PRÉSIDENTE :

1 J'en conviens. Mais êtes-vous d'accord avec son
2 analyse juridique sur le fait qu'un tarif de
3 gestion de la consommation pourrait être
4 régionalisé, comme l'a demandé et obtenu le
5 Distributeur dans la décision D-2013-037, auquel
6 elle faisait référence?

7 Me SIMON TURMEL :

8 Ça, c'est la décision sur le DT?

9 LA PRÉSIDENTE :

10 C'était...

11 Me SIMON TURMEL :

12 Non, c'était pour...

13 LA PRÉSIDENTE :

14 C'était sur l'option de l'électricité interruptible
15 dans les... les réseaux autonomes.

16 Me SIMON TURMEL :

17 Réseaux autonomes, au sud du 53e.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Au sud du 53e.

20 Me SIMON TURMEL :

21 Je dois vous admettre que justement compte tenu que
22 ce n'est pas l'objet de la proposition du
23 Distributeur d'avoir une approche régionale ici,
24 d'une part; et d'autre part, que ce sur quoi
25 débouchait cette argumentation-là du ROEE, ce

1 n'était qu'une recommandation pour un suivi. Et ce
2 n'était pas non plus... ils ne demandaient pas non
3 plus que dans le présent cas, dans le présent
4 dossier, on aille... que la Régie de l'énergie
5 aille vers ça.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 C'est une question philosophique, Maître Turmel.

8 Me SIMON TURMEL :

9 Oui, bien c'est ça justement, bien effectivement,
10 donc tout ça pour vous dire, je n'ai pas,
11 effectivement, poussé plus à fond l'analyse de
12 cette question. Je pense que pour savoir
13 exactement... je pense qu'il faudrait que je
14 retourne lire, notamment, le raisonnement qu'il y a
15 eu pu y avoir dans la D-2013...

16 LA PRÉSIDENTE :

17 030.

18 Me SIMON TURMEL :

19 ... 2013 machin, là... C'est ça. Cette D-2013-là,
20 cette décision-là, pour voir comment... comment le
21 tout a été amené, comment le tout a été raisonné.
22 Est-ce que c'est une question qui a été aussi
23 soulevée, à l'époque, au niveau... au niveau des
24 débats et de quelle façon. Puis, faudrait aussi que
25 je relise le texte du tarif, voir comment c'est

1 écrit.

2 Donc, c'est une question qui... Je vous
3 dirais... Mon premier réflexe serait de dire :
4 Regardez. Un tarif, c'est d'application... pas
5 régionale, j'allais faire un lapsus, mais un tarif
6 d'application uniforme. Mais, je ne pourrais pas
7 vous faire une analyse « live », ici, compte tenu
8 que c'est... effectivement, que je n'avais pas à me
9 pencher sur ces questions-là dans le cadre du
10 présent dossier.

11 Et compte tenu, notamment, de ce que
12 voulait en faire le ROÉÉ, c'est-à-dire, non pas
13 avoir une proposition... une proposition de tarif
14 régional, mais que ça débouchait sur une demande de
15 suivi, là.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Oui, bien, c'est parce que le suivi, c'est sûr que
18 si on devait conclure que la régionalisation n'est
19 pas permise, bien, le suivi... tombe de sa belle
20 mort, si on veut dire ça comme ça. Alors que si
21 c'est permis, bien, ça peut... ça peut rouvrir la
22 porte à un tel suivi.

23 Me SIMON TURMEL :

24 J'aurais tendance à vous dire aussi qu'il y a
25 probablement une différence à faire entre un tarif

1 régional et une application régionale d'un tarif,
2 là. Donc, un tarif régional, ça veut dire : un
3 tarif pour l'Abitibi, un tarif pour la région de
4 Montréal, un tarif pour la Rive-Sud, un tarif pour
5 la Gaspésie. Donc, une panoplie de tarifs. Avec une
6 application, c'est-à-dire que de par la force des
7 choses, par les conditions d'application, il n'y
8 aurait que dans un certain lieu, dans une certaine
9 région que le tarif pourrait s'appliquer comme, par
10 exemple, en réseau autonome.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Oui, oui, c'est... Mais, c'est juste de voir si...
13 Puis, on... Je comprends le point que maître
14 Champigny faisait, c'était seulement pour les
15 tarifs de gestion de consommation, là...

16 Me SIMON TURMEL :

17 C'est ça.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 ... ce n'était pas pour l'ensemble des tarifs.
20 Mais... Mais, je comprends que vous n'avez pas
21 nécessairement étudié la question...

22 Me SIMON TURMEL :

23 Exact.

24

25 LA PRÉSIDENTE :

1 ... à fond et que vous n'êtes pas nécessairement à
2 l'aise de vous exprimer là-dessus aujourd'hui.

3 Me SIMON TURMEL :

4 Exactement.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 O.K. Bien, ça va être l'ensemble de mes questions.

7 Je vous remercie beaucoup, Maître Turmel.

8 Me SIMON TURMEL :

9 Je vous remercie. Donc, en fait, c'est moi qui vous
10 remercie, au nom de... Est-ce qu'il y avait une
11 autre... Non?

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Bonjour, Maître Sicard.

14 Me HÉLÈNE SICARD :

15 Bonjour. Puisque vous avez terminé avec maître
16 Turmel HQ. Si vous me permettez. D'abord, écoutez,
17 nous, pour ce qui est du cinq clients versus cinq
18 clients... euh, cent (100) clients, bon, bien,
19 merci à monsieur... à maître Turmel, là, de porter
20 notre attention là-dessus. C'est ce qui était aux
21 notes sténos. Mais, que ce soit cinq ou cent (100),
22 ça ne change pas nos conclusions. C'est ce que je
23 voulais vous dire, si vous me permettez.

24 Et si vous me permettez une toute... un
25 tout petit commentaire sur un autre commentaire de

1 maître Turmel, pour ce qui est de son commentaire,
2 là, « si l'équipement a quinze (15) ans, les
3 clients n'ont pas gardé de facture », je vous
4 dirais que les clients qui achètent des équipements
5 sont presque toujours des clients commerciaux. Ils
6 font des rapports d'impôt, il y a des déductions
7 d'impôt dégressives sur des équipements et des
8 durées de vie... Ils ont des informations...

9 Me SIMON TURMEL :

10 Regardez, là, je vais...

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Maître...

13 Me HÉLÈNE SICARD :

14 ... des papiers écrits quelque part.

15 Me SIMON TURMEL :

16 ... m'objecter. Je pense que là, on...

17 Me HÉLÈNE SICARD :

18 Alors, c'est...

19 Me SIMON TURMEL :

20 Je vais m'objecter, je pense qu'on commence, là, à
21 déborder. Puis, là, je pense que c'est une
22 supplique, ici, ou... Je pense que ce n'est plus
23 pertinent, là.

24

25 LA PRÉSIDENTE :

1 Bien, Maître Sicard, la première était
2 effectivement valide. Il y avait des difficultés
3 avec les notes sténos, là, mais je pense que
4 l'autre point, on va passer... Je pense que c'était
5 la fin, avec maître Turmel.

6 Me HÉLÈNE SICARD :

7 O.K. Alors, je vous remercie.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Merci beaucoup. Alors... Mais, là-dessus, je pense
10 que c'est moi qui va avoir les mots de la fin pour
11 vous remercier, tout le monde, de votre
12 collaboration dans le cadre du dossier. Et puis, ça
13 met fin, donc, à la portion audience, preuve et on
14 va prendre le dossier en délibéré.

15 Alors, on va pouvoir prendre le dossier en
16 délibéré et on va revenir dans les délais ou... on
17 va faire tous les efforts nécessaires, du moins,
18 pour revenir dans les délais nécessaires pour que
19 le tarif puisse être à temps. Hein, vous nous aviez
20 demandé vers le début juillet ou le premier (1er)
21 août. Vous aviez parlé en février, peut-être du
22 premier (1er) août. Est-ce que ça tient toujours
23 comme date?

24

25 Me SIMON TURMEL :

1 Je dois admettre, je dois vérifier, là, je... je
2 n'ai pas... Mais, effectivement, de mémoire, ce
3 sont des dates qu'on avait... Oui. En fait, on me
4 dit oui. Oui, c'est ça.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Alors, on va regarder toujours pour vous rendre la
7 décision de fond dans cette période-là. Il y aura
8 peut-être un petit délai pour la... si on vous
9 demande de corriger des textes pour... dans la
10 décision finale, mais vous saurez la décision de
11 fond. En tout cas, on va faire tous les efforts
12 pour ça, là, en temps opportun.

13 Alors, là-dessus, je vais vous remercier,
14 tout le monde, je vais vous souhaiter une bonne
15 journée.

16 Me SIMON TURMEL :

17 Merci, au revoir.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Au revoir.

20 AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

21

1 SERMENT D'OFFICE :

2 Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,
3 certifie sous mon serment d'office, que les pages
4 qui précèdent sont et contiennent la transcription
5 exacte et fidèle des notes recueillies par moi au
6 moyen du sténomasque d'une retransmission en
7 visioconférence, le tout conformément à la Loi.

8

9 ET J'AI SIGNE:

10

11

12

Sténographe officiel. 200569-7