

Demandeur

et

FCEI

Intervenante

PLAN D'ARGUMENTATION DE LA FCEI

I. Introduction

1. La présente audience portant sur l'approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « **Plan** ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « **Distributeur** ») a permis à la FCEI de confirmer que le Plan est incertain sur plusieurs aspects.
2. Pour les raisons invoquées ci-dessous, la FCEI est d'avis que la prévision de la demande du Distributeur n'est pas suffisamment fiable pour être approuvée et que la Régie devrait tenir compte des recommandations et des ajustements présentés par la FCEI.

II. Commentaires sur certaines hypothèses du Plan

A. *Effacement de la consommation du secteur serricole*

3. Dans l'État d'avancement, le Distributeur réduit sa prévision pour la croissance du secteur des serres de cannabis et augmente celle du secteur des serres maraîchères, ornementales et mixtes¹.
4. Ces prévisions reflètent l'impact d'un ralentissement du secteur du cannabis et des nouvelles mesures de soutien approuvées par la Régie après la préparation du Plan, soit l'élargissement de l'option d'électricité additionnelle pour photosynthèse à l'usage chauffage et au tarif LG, donnant accès à ces consommateurs à une énergie non ferme à moindre coût et à un effacement de la demande à la pointe pour les clients ayant recours à cette option.

¹ Voir Pièce B-0106, p. 19

5. Lors de son témoignage, M. Gosselin a expliqué que ces facteurs pointent en direction d'une baisse ou d'une stabilité du besoin de pointe du secteur des serres entre le Plan d'approvisionnement et l'État d'avancement pour trois raisons.
6. Premièrement, le ralentissement du secteur du cannabis devrait tendre vers une diminution des besoins en puissance.
7. Deuxièmement, bien que le Distributeur indique que les mesures de soutien aux serres ont un impact sur l'augmentation de la demande, ce besoin en puissance est modeste, soit (6,4 MW) en lien avec un effacement de quatre-vingt-douze pour cent (92 %) de la demande additionnelle de 80 MW prévue au niveau de ce tarif².
8. Finalement, les mesures de soutien aux serres sont susceptibles d'entraîner un déplacement de la demande non effaçable vers une demande effaçable parmi les serres déjà prévues au Plan.

Présentation de la preuve d'Antoine Gosselin, R-4110-2019 Phase I, 12 juillet 2021, Pièce A-0070, page 155.

D'abord le Distributeur indique trois choses à la pièce B-0166 à la page 19. Donc, il indique d'abord qu'il y a un ralentissement du secteur du cannabis. Bien, le ralentissement du secteur du cannabis, normalement, aurait dû tendre à réduire le besoin en puissance.

Il parle aussi, le deuxième élément parmi les deux qu'il invoque pour justifier l'évolution sa prévision au marché des serres, c'est les mesures de soutien aux serres qui ont un impact sur la demande, mais on a pu constater lors des contre-interrogatoires que finalement cet impact-là sur le besoin en puissance il est très modeste, de l'ordre de six point quatre mégawatts (6,4 MW) en lien avec un effacement de quatre-vingt-douze pour cent (92 %) de la demande additionnelle au niveau de ce tarif-là.

Et, par ailleurs, bien on peut penser qu'au-delà de la nouvelle demande que les mesures de soutien aux serres vont engendrer, bien, on peut penser que les mesures de soutien aux serres sont également susceptibles de déplacer la demande qui était déjà dans la prévision, mais pas effaçable, vers une demande qui serait effaçable, ce qui devrait normalement avoir un impact aussi sur le besoin de puissance à la baisse.

Donc, on a un facteur qui fait augmenter le besoin en puissance de six point quatre mégawatts (6,4 MW), puis on en a deux qui devraient tendre à le faire

² Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la FCEI, R-4110-2019 Phase I, 8 juillet 2021, Pièce A-0061, page 151.

réduire, puis ce que le Distributeur nous a aussi indiqué, c'est qu'il n'y a pas d'autres facteurs importants qui ont influencé la prévision.

Alors, il n'y a aucun élément d'information, là, qui nous permet de concilier ce qu'on nous dit avec une hausse de la demande, de quarante (40) à cinquante-trois mégawatts (53 MW), en fait, on doit probablement s'attendre plutôt à une baisse de besoin en puissance, entre le Plan d'approvisionnement puis l'état d'avancement.

9. Pourtant, malgré une prévision à la baisse du secteur des serres de cannabis et de l'adoption de mesures favorisant l'effacement des clients serristes, l'État d'avancement prévoit une augmentation des besoins en puissance des serres atteignant 53 MW en 2029, une hausse par rapport au Plan d'approvisionnement³.
10. Les explications données par le Distributeur ne permettent pas non plus d'expliquer une croissance, au lieu d'une baisse, des besoins en puissance du secteur serricole :

Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la FCEI, R-4110-2019 Phase I, 8 juillet 2021, Pièce A-0064, pages 49-50.

[...] Ma question est la suivante : à part ces deux facteurs que vous mentionnés, donc la croissance moins anticipée en raison du ralentissement dans le secteur du cannabis, puis des mesures de soutien, est-ce qu'il y a d'autres changements significatifs entre le plan, puis l'état d'avancement qui ne seraient mentionnés dans cette réponse-là concernant les serres ?

R. Non. Je pense que ça fait quand même sensiblement le... C'est des éléments essentiels, je pense, à retenir. C'est sûr que c'est plus, comme vous l'avez, c'est un écart entre le plan et l'état d'avancement. C'est quand même un secteur qui est appelé à croître, mais quand on le regarde en écart, ça se ressemble. C'est juste qu'on se l'explique différemment que finalement les serres maraîchères vont prendre un peu plus de place que ce qu'on avait anticipé contrairement au cannabis qui est un plus en difficulté.

Q. [76] O.K. Il n'y a pas d'autres facteurs qui expliqueraient ?

R. Non. Je pense que c'est le gros de l'explication du nouveau positionnement.

11. En bref, cette hausse du besoin de puissance pour le secteur des serres est inexplicée et incohérente avec les explications du Distributeur et le cadre tarifaire actuel de cette industrie qui pointe plutôt vers une diminution des besoins en puissance de ce secteur.

³ B-0106, p. 47, tableau 7.5

12. La FCEI recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur d'accompagner toute demande d'approbation d'un nouvel appel d'offres d'une explication détaillée des prévisions de besoin du secteur des serres.

B. Besoin en puissance des centres de données

13. Le Plan du Distributeur prévoyait des efforts de développement de marché principalement dans le secteur des serres et des centres de données.
14. Les efforts de développement dans le marché des serres se sont concrétisés par l'adoption de mesures de soutien que nous venons d'aborder et qui se retrouvent dans la décision D-2020-161.
15. Pour ce qui est des centres de données, le Distributeur prévoyait des ventes additionnelles de 2,5 TWh sur l'horizon du Plan⁴. À l'État d'avancement, ces ventes additionnelles sont en hausse de 2,3 TWh pour un total de 4,8 TWh⁵.
16. De plus, au total, ces ventes additionnelles ajoutent 636 MW au besoin en puissance sur l'horizon du Plan.
17. Il s'agit là d'une croissance extrêmement importante de la demande dans ce secteur, soit une multiplication par près de huit entre 2020 et 2029. De plus, les trois-quarts de cette croissance surviennent après 2023⁶, donc plus de trois ans après les prévisions de l'État d'avancement.
18. La FCEI est d'avis que ces prévisions présentent un haut niveau d'incertitude considérant la très forte croissance prévue, le délai de trois ans et plus entre le moment de la prévision et celui où la majorité de la demande se concrétise ainsi que la nouveauté que représente cette industrie pour le Distributeur.

Présentation de la preuve d'Antoine Gosselin, R-4110-2019 Phase I, 12 juillet 2021, Pièce A-0070, page 156.

Donc, il y a quand même, là, assez loin de la coupe aux lèvres, je vous dirais, là. D'abord un facteur de croissance de multiplication par huit, ça amène beaucoup d'incertitude. Alors, si on pense que la croissance peut être multipliée par huit, je pense que peu de gens diraient que c'est déraisonnable de penser que bien peut-être cette croissance-là va être seulement multipliée par six ou peut-être qu'elle sera multipliée par dix (10).

⁴ C-FCEI-0030, p. 13.

⁵ C-FCEI-0030, p. 13.

⁶ B-0106, p. 43, Tableau 7.1

Mais ces variations-là, en termes de mégawatts de besoin en puissance, là, peuvent être quand même très importants. Et en fait, le fait que ça arrive tard rajoute de l'incertitude, à notre avis.

19. En bref, l'incertitude liée aux centres de données et aux serres s'ajoute à l'incertitude globale du Plan.
20. La FCEI recommande à la Régie de faire état de cette incertitude dans sa décision de sorte qu'elle soit prise en compte lors de l'analyse d'un éventuel appel d'offres.

III. Activités de développement de marché

21. Tel que mentionné précédemment, le bilan en puissance prévoit un impact important des activités de développement de marché, notamment au sein du secteur des centres de données.
22. Le Distributeur établi un lien direct entre cette croissance et les efforts de développement de marché, tant dans le Plan que dans le l'État d'avancement.
23. Selon l'évaluation de la FCEI, la demande des centres de données additionnelle au tarif L induit un impact tarifaire annuel de plus de 300 M\$ en 2030, et ce, sans tenir compte du rabais lié au tarif de développement économique (« TDÉ »)⁷.
24. La FCEI reconnaît l'obligation du Distributeur de desservir la clientèle souhaitant obtenir le service d'électricité.
25. Toutefois, la FCEI estime que les efforts de développement de marché, dans le contexte énergétique actuel, vont à l'encontre des intérêts de la clientèle du Distributeur.
26. Pendant l'audience, le Distributeur a indiqué qu'aucun effort de développement de marché n'était en cours par le Distributeur pour aller chercher de nouveaux clients dans le contexte énergétique actuel et que le Distributeur s'assurait simplement d'accompagner la clientèle :

Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la FCEI, R-4110-2019 Phase I, 6 juillet 2021, pièce A-0061, page 112.

Comme je vous dis, le développement de marché c'est un terme un peu... Il faut faire attention. On ne va pas cogner à des nouvelles portes pour avoir des nouveaux mégawatts en ce moment. Rassurez-vous ?

Avec tout ce qui est branle notamment avec le PEV, puis avec ce qui est déjà bien en mouvance actuellement, on sent déjà une croissance très très importante. Je l'ai mentionné hier.

⁷ C-FCEI-0030, p. 14.

Donc, le développement de marché, voyez-le vraiment comme un accompagnement des clients dans le cadre de la mission de s'assurer de bien servir nos clients comme Distributeur.

27. Toutefois, comme mentionné par M. Gosselin durant l'audience, malgré ces paroles rassurantes, le site web d'Hydro-Québec continue de faire la promotion active de ce tarif avec une stratégie marketing dirigée aux centres de données :

Présentation de la preuve d'Antoine Gosselin, R-4110-2019 Phase I, 12 juillet 2021, Pièce A-0070, page 146.

Ce qu'on constate c'est que le site d'Hydro-Québec continue à faire la promotion de ses tarifs auprès des centres de données. Donc, ici on a c'est simplement une capture d'écran du site Internet en question, là, qui date d'hier. Et donc, le Distributeur fait la promotion d'un tarif qui commence à quatre sous du kilowattheure (4 ¢/kWh).

Et donc, qui inclut nécessairement le tarif de développement économique. Et, par ailleurs, si on descend un petit peu plus bas, on voit que le Distributeur vante, là, tous les bienfaits du Québec par rapport au centre de données. On peut descendre encore plus bas s'il vous plaît, Madame la Greffière, là. Donc, la stabilité des tarifs, l'énergie propre, le réseau fiable et tous les autres.

Donc, je comprends que le Distributeur nous dit que : oui, on ne va pas cogner à la porte des gens pour aller chercher des nouveaux clients, peut-être qu'on ne fait pas d'appel pour... ou qu'on ne va pas dans des congrès pour essayer de recruter des nouveaux clients, mais le simple fait de s'afficher comme ça, je pense, doit être considéré comme un effort de recrutement. Et sans cogner aux portes, là, on met une énorme affiche qui dit « Bienvenue ».

[Nos soulignés]

28. De plus, le Distributeur continue d'octroyer le TDÉ à ce jour, bien que nous ne soyons plus en situation de surplus énergétique, et l'a d'ailleurs octroyé à un client dans les dernières semaines, tel que confirmé pendant l'audience :

Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la FCEI, R-4110-2019 Phase I, 6 juillet 2021, pièce A-0061, page 100.

[107] O.K. Donc, pour revenir sur votre réponse, en fait, je demandais c'était quand la dernière fois ou le dernier moment où vous avez accordé le tarif de

développement économique à un client, que le client ait commencé à consommer ou non, est-ce que vous avez une approximation du moment ?

Mme KIM ROBITAILLE :

R. Alors, pour répondre à votre question, on l'accorde avec effectivement beaucoup de parcimonie. C'est vraiment, c'est rare que le tarif est accordé, mais bon évidemment, le hasard étant ce qu'il est, on a accordé le tarif, regardez là, une semaine ou deux, là, à un client.

29. Bien que le Distributeur affirme qu'il a validé la neutralité tarifaire avant d'octroyer le TDÉ, notons que cette analyse s'est effectuée sur un horizon allant jusqu'en 2027 :

Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la FCEI, R-4110-2019 Phase I 6 juillet 2021, pièce A-0061, page 106.

Q. [108] À ce moment-là, est-ce que vous aviez bel et bien validé la neutralité tarifaire pour que vous accordiez ce tarif-là ?

R. Oui.

Q. [109] Parfait, puis est-ce que quand vous validez la, quand vous estimez en fait la neutralité tarifaire du tarif, est-ce que vous considérez, est-ce que vous vérifiez la neutralité seulement jusqu'en deux mille vingt-sept (2027), ou est-ce que vous considérez une période au-delà de deux mille vingt-sept (2027), oui, dans votre analyse ?

Mme MYRIAM HUDON :

R. Bien, compte tenu de la façon dont à la Régie le concept de neutralité tarifaire de ce tarif-là a été évalué, effectivement, l'horizon d'analyse s'arrête en deux mille vingt-sept (2027).

Q. [110] Même si le client continue à consommer de l'électricité par la suite ?

R. Bien, compte tenu qu'à la fin de l'horizon deux mille vingt-sept (2027) le client va revenir au tarif régulier, la neutralité tarifaire vient valider l'impact de ce rabais-là. Donc, effectivement, ce pourquoi on arrête l'horizon d'analyse en deux mille vingt-sept (2027).

[Nos soulignés]

30. Cette analyse peut effectivement permettre de conclure que l'octroi du TDÉ est neutre jusqu'en 2027, mais elle ne tient pas compte du fait que le client ne disparaîtra pas au

moment où ce tarif prendra fin et que sa présence sur le territoire et ses besoins en énergie impactera le reste de la clientèle.

31. En d'autres termes, l'impact sur la clientèle de l'octroi du TDÉ dépasse le cadre de l'étude de la neutralité tarifaire qui s'intéresse à une période très restreinte de la présence du client alors que le contexte énergétique, pour sa part, considère un horizon d'analyse plus large et en est présentement à la prudence, tel que mentionné par M. Gosselin lors de l'audience :

Présentation de la preuve d'Antoine Gosselin, R-4110-2019 Phase I, 12 juillet 2021, Pièce A-0070, page 146.

R. Bien... D'abord, la neutralité tarifaire, là, comme il a été discuté, la neutralité tarifaire ne s'intéresse que... qu'à la période qui termine en... avec la fin du tarif de développement économique en deux mille vingt-sept (2027). Donc, sur cette période-là, les coûts évités de long terme ont un poids qui est beaucoup plus faible. Et donc, qui peuvent permettre d'en arriver à la conclusion que le tarif est neutre. Mais cette analyse-là ne tient pas du tout compte du fait que le tarif ne disparaîtra pas le jour, et le client, ne disparaîtra pas le jour où le... où le tarif de développement économique prend fin. Et il va continuer à y avoir des impacts sur le reste de la clientèle, bien au-delà de ça. Et qu'en fonction des coûts évités présentement, approuvés par la Régie, bien, ces coûts-là sont très importants, et donc sont nettement, là... le fait d'aller chercher le client, où, globalement, incluant à la fois la période de court terme et la période de long terme, est très négative au total sur la clientèle.

Donc, la neutralité tarifaire s'intéresse à une période très restreinte de la présence du client, alors que le contexte énergétique, lui, est beaucoup plus large que ça, puis l'intérêt de la clientèle doit être évalué sur une période beaucoup plus longue que ça.

32. Rappelons que lors de la demande d'approbation du TDÉ, la Régie mentionnait que les effets de ce tarif devaient être, à long terme, bénéfiques pour l'ensemble de la clientèle.

R-3905-2014, D-2015-018, 6 mars 2015, par. 1035

[1035] Selon la Régie, la nature temporaire du TDÉ, dans un contexte de surplus énergétiques, ainsi que le fait qu'il puisse jouer un rôle significatif dans l'implantation au Québec d'entreprises et de projets qui, autrement, n'auraient pas vu le jour, justifient l'approbation de ce tarif dont les effets seront, à long terme, bénéfiques pour l'ensemble de la clientèle.

33. Rappelons également que l'article 6.44 des Tarifs d'électricité prévoit spécifiquement que le Distributeur peut cesser d'accepter de nouvelles demandes d'adhésion au TDÉ sous réserve de l'approbation de la Régie, si le contexte énergétique le justifie.
34. Pour les raisons exposées ci-dessus, la FCEI est d'avis que l'octroi de ce tarif n'est plus bénéfique pour l'ensemble de la clientèle dans le contexte énergétique actuel.
35. D'ailleurs, dans la mesure où le Distributeur estime lui-même ne plus avoir d'énergie pour continuer le développement de marché pour les centres de données et avoir cessé ses efforts à ce niveau, il est difficile de voir en quoi de l'énergie serait encore disponible pour le développement de marché plus général. Dans ce contexte, le recours au TDÉ serait incohérent.
36. Ainsi, la FCEI recommande à la Régie de donner dès maintenant son approbation pour qu'Hydro-Québec puisse cesser d'accepter de nouvelles demandes d'adhésion au TDÉ en vertu de l'article 6.44 des tarifs d'électricité et de lui indiquer de ne plus accepter de telles demandes.
37. De plus, la FCEI recommande à la Régie d'ordonner le Distributeur d'arrêter dès maintenant toute activité de développement de marché, incluant toute publicité sur son site web en lien avec le TDÉ.

IV. Nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance

A. Hilo

38. Le Distributeur a conclu une entente avec Hilo visant la réduction de la demande de puissance de la clientèle dans les périodes de fine pointe par la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges (l'« **Entente** »).
 39. Les premières mesures envisagées visent le chauffage résidentiel qui devrait être suivi du contrôle des chauffe-eau résidentiels répondant aux normes anti-légionelle de la santé publique.
 40. D'un point de vue économique, la conclusion de l'Entente par le Distributeur, qui rappelons-le, est un monopole naturel auquel incombe un devoir de transparence dans ses opérations, pourrait avoir des effets importants sur les clients du Distributeur.
 41. Ces effets sont reflétés à même les caractéristiques de l'Entente.
- i. Compétitivité de l'offre et rémunération du service
42. Premièrement, en procédant par un contrat de gré à gré, le Distributeur ne s'est pas assuré de la compétitivité de l'offre de Hilo, soit du prix payé pour les services offerts et de vérifier si la technologie offerte était la meilleure ou la plus adaptée aux besoins du Distributeur.

43. Le Distributeur a d'ailleurs confirmé que le caractère concurrentiel avait été seulement un facteur parmi tant d'autres pris en considération lors de la conclusion de l'Entente. Le Distributeur affirme avoir « estimé » ce qui était juste et correct de payer pour les services que la filiale rendrait, mais ce, sans vérifier la compétitivité de l'offre, alors que d'autres joueurs, bien que potentiellement peu nombreux, sont bel et bien présents sur le marché :

Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la Régie, R-4110-2019 Phase I, 8 juillet 2021, pièce A-0064, p. 97 :

Q. [119] Parfait et évidemment, sans faire d'affirmation gratuite, mais on comprend que la procédure d'appel d'offres permet d'avoir plusieurs offres qu'on peut comparer entre elles pour s'assurer d'un marché ou en fait d'une concurrence qui nous permet d'aller chercher le meilleur prix pour le meilleur service ou le meilleur... Dans le cadre d'Hilo, puisqu'il n'y a pas eu d'appels d'offres, comment vous êtes-vous assurés du caractère concurrentiel du contrat que vous signez avec Hilo ?

R. Dans le cadre d'Hilo, le choix qui a été fait c'est de vraiment garder le contrôle à l'interne sur ce genre d'activités-là. Le caractère concurrentiel comme vous le dites c'est un élément, mais ce n'est pas du tout le seul élément qui guide notre décision dans ce cas-ci.

On souhaitait vraiment pouvoir bien partir cette façon de faire là et donc on est plus allés vers une optique de ce qu'on estimait qui était juste et correct de payer pour le service que nous rend la filiale, puis on voulait justement sortir d'un mode typique où le principal critère décisionnel est le prix offert.

Donc, on voulait pouvoir avoir quelque chose de plus flexible qu'un contrat de fourniture ou typique de services. Donc, je vous dirais que c'est un peu dans cette optique-là qu'on a négocié le contrat avec Hilo. Puis quand vous dites qu'un appel d'offres permet généralement d'obtenir des prix concurrentiels, c'est vrai, toutefois ça demeure quand même des services pour le moment qui sont assez limités. Il n'y a non plus une infinité de joueurs dans le marché.

Donc, puis je ne veux pas me prononcer trop sur la maturité du marché, mais ça reste quand même que je ne suis pas en train d'acheter des crayons. C'est beaucoup plus complexe que ça. Les mesures de sécurité à mettre en place, la protection des renseignements personnels.

Il y a vraiment tout un contexte qui fait que c'est quand même un service extrêmement pointu qu'on cherche à atteindre avec Hilo.

[Nos soulignés]

44. L'Entente prévoit une rémunération à deux volets, indexée de 2 % par année, en fonction de la réduction de puissance offerte et du nombre de clients de Hilo⁸. La rémunération s'applique que la réduction de puissance soit appelée ou non.
45. Le Distributeur a confirmé que le prix payé à Hilo correspond essentiellement au prix que Hilo avait demandé⁹. Toutefois, ne connaissant pas la structure de coût de Hilo, le Distributeur ne peut juger du caractère concurrentiel de ce prix.
46. Selon les termes employés par le Distributeur, le prix annuel de la puissance prévu à l'Entente est représentatif des coûts évités de long terme, incluant la fourniture, le transport et la distribution¹⁰.
47. Le prix payé à Hilo dans le cadre de l'Entente semble par ailleurs plus élevé que les coûts de mise en place des mesures de réductions de puissance telles qu'évaluées par l'étude de potentiel technico-économique de la firme Technosim.
48. De plus, les coûts évités de long terme tels que calculés par la firme Technosim sont, selon la FCEI, supérieurs aux coûts évités réels.
49. D'une part, la FCEI comprend que ce coût évité de fourniture a été évalué par Technosim sans contrainte sur le nombre d'heures appelables contrairement à ce que prévoit l'Entente qui limite le recours au service à 120 heures par hiver. Si cette contrainte avait été appliquée, le coût évité aurait été plus faible ou égal puisque l'outil aurait été moins efficace.
50. D'autre part, cette évaluation suppose que les coûts évités de long terme s'appliquent à partir de 2023-2024. Tout report de l'application des coûts évités de long terme aurait pour effet de réduire davantage les coûts évités combinés.
51. La FCEI estime que les coûts évités de long terme ne seront pas applicables avant 2024-2025 dans le meilleur des cas, et potentiellement pas avant 2027-2028, voire au-delà.
52. Ainsi, le véritable coût évité des mesures envisagées par Hilo est significativement plus faible que l'estimation faite par le Distributeur et il ne s'agit pas d'une balise adéquate pour calculer la valeur du service offert par Hilo dans le contexte actuel.
53. De plus, même si ce l'était et que le prix de Hilo s'y comparait favorablement, cette valeur ne garantirait pas non plus le caractère juste et raisonnable de l'offre.
54. Le coût évité ne doit pas constituer le seul facteur évalué pour s'assurer d'aller chercher la meilleure option, il est essentiel d'également s'assurer d'obtenir le prix le plus faible qui est possible d'obtenir dans le marché, ce qu'un appel d'offres permet de faire.

⁸ B-0042, pp. 64 et 65 de 82, articles 10.1 et 10.2 du contrat de service du 21 août 2019.

⁹ B-0145, réponse 1.4

¹⁰ B-0024, p. 48.

Présentation de la preuve d'Antoine Gosselin, R-4110-2019 Phase I, 12 juillet 2021, Pièce A-0070, page 164.

Quand on fait un appel d'offres pour aller chercher de l'efficacité énergétique, ce qu'on vise, ou n'importe quel appel d'offres, ce qu'on vise, ici, ce n'est pas à simplement faire aussi bien que la meilleure de nos autres options, c'est à faire mieux que la meilleure de nos autres options. Sinon, bien, quel est l'intérêt, là, allons simplement avec les autres approvisionnements, qui nous offrent finalement le même coût.

Donc, bref, se contenter du coût évité signifie que le Distributeur et sa clientèle ne retirent aucun bénéfice, par rapport aux alternatives disponibles. Et donc, ce n'est pas satisfaisant de se contenter de ça, il faut s'assurer également que... non seulement, c'est comparable au coût évité, mais il faut s'assurer que c'est le prix le plus faible qui est possible d'obtenir dans le marché.

55. De plus, eu égard à la part de la rémunération basée sur le nombre de clients, notons que le statut de client de Hilo est indépendant de la réduction de puissance qu'il offre.
56. Ainsi, le Distributeur pourrait être amené à payer pour une clientèle de Hilo qui ne contribue que très peu, voire pas du tout à la réduction du besoin en puissance.
57. De manière plus générale, le Distributeur tente de justifier le coût de l'Entente en invoquant l'ensemble des bénéfices pécuniaires et non pécuniaires qu'il en retirera. En effet, il affirme que «le Distributeur considère que l'ensemble de ces bénéfices, pécuniaires et non pécuniaires, se compare avantageusement au prix payé par le service¹¹.»
58. Toutefois, à quelques mois de la fin de la période de rodage, le Distributeur est en mesure de pointer à un seul autre bénéfice pécuniaire, soit la reprise de service après panne.

Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la FCEI, R-4110-2019 Phase I, 6 juillet 2021, pièce A-0061, page 131.

Q. [141] Merci de la précision. Hum... Donc, on... Vous avez mentionné hier, également, que la période... la fin de la période de rodage approchait à grands pas, puis à ce stade-ci, je me demande si c'est... en fait, encore probable que... En fait, vous mentionnez qu'il va y avoir d'autres bénéfices pécuniaires ou d'autres à être identifiés, mais sans être nécessairement capable de les identifier à ce stade-ci. Vu la fin de cette période de rodage-là qui approche à grands pas, est-ce que c'est un petit peu... est-ce que c'est improbable, en fait, qu'on... qu'on identifie d'autres bénéfices pécuniaires ?

¹¹ B-0123, p. 9 réponse 7.2.

R. On est quand même optimistes. On a des équipes à pied d'œuvre sur le sujet, fait que... Pour l'instant, il est trop tôt pour se... pour dire oui ou non, mais je pense qu'on garde espoir.

59. De plus, pour ce seul bénéfice pécuniaire identifié, le Distributeur confirme ne pas être en mesure d'établir sa valeur à ce jour :

Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la FCEI, R-4110-2019 Phase I, 6 juillet 2021, pièce A-0061, page 127.

[...] Par ailleurs, comme Nicolas Dubé l'a mentionné, il y a d'autres services pour lesquels la valeur à l'heure actuelle n'est pas encore établie de façon aussi claire. Il y a le service de reprise après panne qui s'ajoute aux différentes composantes des coûts évités que le Distributeur considérait. Puis il y a également d'autres services pour lesquels la quantification des coûts n'est pas terminée et le Distributeur et Hilo se sont donné du temps jusqu'à la fin de la période de rodage pour vraiment mettre des dollars sur ces bénéfices-là. Bon. [...]

60. Dans le même ordre d'idées, les bénéfices non pécuniaires identifiés par le Distributeur sont la prise de valeur de l'image de marque de l'entreprise, les messages envoyés de bien gérer notre consommation et le rayonnement stratégique de l'entreprise¹².
61. Toutefois, le Distributeur n'a pas fait d'analyse économique de ces bénéfices non pécuniaires identifiés.

Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par la FCEI, 6 juillet 2021, pièce A-0061, pages 135-136.

Q. [145] Mais c'est un bénéfice non pécuniaire ? Cette image de marque là pas renouvelée, mais si on veut qui est importante dans la population, est-ce que vous avez évalué la valeur de cette image de marque là de cette...

R. Non. Pas de manière... Vous voulez dire comme par exemple faire une analyse économique des avantages non monétaires ? Non.

62. Ainsi, le Distributeur affirme arbitrairement que les bénéfices pécuniaires et non pécuniaires allégués se « comparent avantageusement au prix payé pour les services ».
63. Finalement, puisque le prix prévu à l'Entente est supérieur au coût unitaire évalué par la firme Technosim, le Distributeur a tenté d'expliquer cet écart en raison des coûts liés à la commercialisation et la gestion du programme, la mise en place de l'infrastructure de gestion du parc d'équipement et le maintien d'une réserve de clients. Toutefois, le

¹² Contre-interrogatoire de l'AHQ-ARQ, R-4110-2019, 5 juillet 2021, p. 145

Distributeur ne dispose pas non plus de l'information concernant l'ampleur de ces coûts¹³.

ii. Autres caractéristiques de l'Entente

64. L'Entente couvre la période 2019-2028. Elle exige qu'Hilo prenne les moyens pour atteindre des cibles annuelles de réduction de puissance croissantes sur la période et qui atteignent plus de 620 MW en 2028.
65. Selon l'Entente, le Distributeur a l'obligation d'acquiescer toute la réduction de puissance rendue disponible par Hilo jusqu'à concurrence des cibles¹⁴.
66. De son côté, Hilo s'engage annuellement à un niveau de réduction en fonction des moyens qu'il sera parvenu à mettre en place, mais ne prend aucun engagement à long terme, ce qui crée une incertitude pour le Distributeur.
67. De plus, le Distributeur a confirmé à l'audience qu'il ne pouvait pas développer des mesures qui entreraient en compétition avec les activités de Hilo¹⁵. En d'autres termes, le Distributeur est lié à Hilo, peu importe si le développement des mesures se déroule adéquatement ou non.
68. La FCEI est particulièrement préoccupée par l'impossibilité du Distributeur d'exploiter le potentiel des chauffe-eau classiques qui composent la quasi-totalité du parc existant et présente un potentiel de GDP considérable.
69. Cette contrainte pourrait entraîner des coûts significatifs à cause d'opportunités manquées.
70. Le témoignage du représentant de CaSA est éloquent à cet égard, celui-ci affirmant avoir peu d'intérêt à obtenir la validation de la santé publique pour sa technologie de gestion des chauffe-eau puisque, de toute manière, le déploiement de celle-ci est bloqué par des considérations politiques¹⁶.
71. S'ils se concrétisent, ces coûts seront encourus indépendamment de l'inclusion des coûts de Hilo dans le revenu requis du Distributeur en 2025.
72. Par conséquent, la FCEI, dans la foulée des recommandations du RNCREQ¹⁷, demande à la Régie d'exiger que le Distributeur prenne les actions nécessaires pour valider, dans les

¹³ B-0050, p. 27.

¹⁴ B-0045, p. 15, réponse 2.16

¹⁵ Contre-Interrogatoire du panel du Distributeur par le RNCREQ, 6 juillet 2021, pièce A-0061, page 210

¹⁶ A-0069, p. 125 et 126

¹⁷ C-RNCREQ-0018, p. 15, C-RNCREQ-0044, pp. 34 à 38

plus brefs délais, le potentiel de GDP du parc de chauffe-eau classiques et l'exploitation de ce potentiel le cas échéant.

73. Le Distributeur confirme également que Hilo pourra commercialiser d'autres services que ceux prévus par l'Entente à partir des outils de gestion de la demande qu'il mettra en place¹⁸.
74. Dans un processus compétitif, ces autres revenus pourraient permettre à des partenaires alternatifs de revoir à la baisse le prix demandé pour le service requis par le Distributeur.

iii. Modalités d'appel

75. Certaines contraintes désavantageuses pour le Distributeur et ultimement sa clientèle découlent également des caractéristiques de l'Entente portant sur les modalités d'appel.
76. L'Entente stipule que Hilo doit répondre aux Avis de GDP du Distributeur et du Transporteur jusqu'à concurrence de 120 heures par hiver¹⁹, résultant à la situation où le Distributeur doit appeler en bloc tous les moyens mis en place par Hilo au lieu de pouvoir appeler chaque client de Hilo pour 120 heures, mais avec la possibilité de les appeler selon des plages horaires différentes.
77. En comparaison, le Distributeur peut choisir de n'appeler que partiellement ses autres moyens tels la GDP Affaires ou l'OÉI.
78. Finalement, Hilo se veut un moyen d'efficacité énergétique visant une utilisation responsable de la puissance par la clientèle, mais malgré ceci, les modalités d'appel négociées à l'Entente pourraient avoir pour effet de causer des pertes importantes de puissance inutilisée pour le Distributeur.
79. Cette contrainte est contraire même à l'objet de la filiale Hilo et réduit la valeur du service rendu comparativement à une situation où le Distributeur contrôlerait lui-même les avis.

iv. Appréciation globale

80. Comme mentionné à l'audience, il est important de garder en tête que l'Entente prévoit que le Distributeur pourra uniquement payer à Hilo ce que la Régie autorisera lors du dossier de demande tarifaire en 2025. Bien que cette possibilité offre une certaine protection à la clientèle, celle-ci n'est que partielle.
81. Ainsi, en plus de freiner l'exploitation de certains moyens de GDP, dont notamment l'exploitation du potentiel d'effacement des chauffe-eau classique, inclure Hilo au Plan

¹⁸ B-0043, p. 15, réponse 8.3; B-0047, p. 27, réponse 6.1

¹⁹ B-0042, pp. 63 de 82, article 7.4 du contrat de service du 21 août 2019

aujourd'hui sur la base d'une entente de gré à gré pourrait avoir des répercussions futures importantes.

82. En effet, d'une part, dans le contexte où aucun appel d'offres n'a été lancé et donc en l'absence d'un processus compétitif transparent, il s'avérera très difficile pour la Régie de déterminer ce qui constitue un prix raisonnable ou non alors que le Distributeur lui-même ne peut le faire aujourd'hui.
83. D'autre part, le Distributeur pourrait mettre de l'avant le fait qu'une réduction de la rémunération d'Hilo met en péril l'effacement qu'Hilo apporte et par ricochet les approvisionnements, comme expliqué par M. Gosselin à l'audience :

Présentation de la preuve d'Antoine Gosselin, R-4110-2019 Phase I, 12 juillet 2021, Pièce A-0070, page 186

R. Bien, c'est sûr que c'est une préoccupation, là, qui est là, puis oui, qui motive ça. Le fait... Évidemment, il peut peut-être y avoir d'autres considérations, là, qui sont... je ne sais pas s'ils sont plus d'ordre légales qu'économiques, là, mais... Le fait que la Régie reconnaisse Hilo dans le bilan... pourrait... en tout cas, je pense, pourrait être invoqué dans une certaine mesure par le Distributeur, éventuellement, pour faire reconnaître ses coûts, mais...

Effectivement, là, si... si on se retrouve en deux mille vingt-cinq (2025) et qu'on s'est appuyé sur ces moyens-là, et que la Régie décide : « Bien, je n'accepte pas la rémunération qui est proposée, je la coupe de moitié » bien, oui, ça créé un risque, là, que Hilo ne souhaite plus offrir la même contribution au bilan. Donc, je pense que c'est un... c'est un risque réel. [...]

84. Dans un tel contexte, il pourrait être très difficile voire impossible de réduire la rémunération de Hilo et ce, même si celle-ci était jugée excessive.
85. Qui plus est, en 2025, Hilo disposera d'une structure technologique et d'un lien avec ses clients qui sera difficile de briser et de remplacer ou reproduire avant plusieurs années, rendant en pratique le Distributeur dépendant des services de Hilo.
86. La FCEI recommande donc à la Régie de ne pas reconnaître l'apport de l'entente avec Hilo au Plan.
87. Si la Régie conclut que cela cause un déficit de puissance au plan, Hilo aura tout de même le loisir d'offrir son service dans le cadre d'un éventuel appel d'offres du Distributeur.

V. Contribution des marchés de court terme

88. La contribution des marchés de court terme est une donnée très importante du Plan et en particulier du bilan en puissance. Elle peut faire la différence entre la nécessité de recourir ou non à un nouvel approvisionnement de long terme.
89. Considérant les écarts de prix considérables entre les coûts évités de court et de long terme de la puissance ainsi que les prix récents de la puissance, le niveau de contribution considéré peut avoir un impact financier considérable sur les clients.
90. Il est donc primordial de s'assurer que la contribution de cette ressource est évaluée correctement.
91. Le Distributeur prévoit une contribution des marchés de court terme fixe de 1 100 MW sur tout l'horizon du Plan.
92. Certains éléments remettent toutefois cette évaluation en question selon la FCEI, dont deux sont plus susceptibles d'avoir un impact plus important sur les appels d'offres à venir.
93. Le premier est le projet d'interconnexion de 1 200 MW entre le Québec et le Maine dont la mise en service est prévue dès 2022. Cette interconnexion pourrait rehausser le potentiel d'importation et augmenter le potentiel de contribution des marchés de court terme d'ici quelques années.
94. Même si l'on ne peut établir la contribution de ce marché dès maintenant, il est primordial de connaître son apport le plus rapidement possible afin d'éviter des engagements et des coûts inutiles dans les prochaines années.
95. Malgré certaines contraintes sur les importations évoquées par le Distributeur au cours de l'audience, la FCEI estime que le Distributeur devrait faire toutes les démarches nécessaires dès maintenant pour clarifier ces dernières.
96. La FCEI demande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de prendre les moyens nécessaires pour lever ces contraintes dans les plus brefs délais et de présenter un suivi de ses démarches lors du prochain état d'avancement ainsi qu'au prochain plan d'approvisionnement. Ces contraintes incluent, mais sans s'y limiter, les études d'impact sur le réseau de part et d'autre de l'interconnexion et les contraintes liées au permis présidentiel.
97. Le deuxième élément est la contribution combinée des marchés de Québec et New York pour lesquels le Distributeur inscrit 1 100 MW de puissance à son bilan.
98. À l'audience, les témoins du Distributeur ont indiqué que dans les derniers appels d'offres, la contribution du marché de New York avait été très faible et que le Distributeur comptait essentiellement sur la zone de réglage du Québec pour combler l'écart.

Contre-interrogatoire de Me Sylvain Lanoix, R-4110-2019 Phase I, 5 juillet 2021, Pièce A-0059, pages 186-187

Q. [170] Et est-ce que je dois comprendre... donc, dix à cent pour cent (10-100 %), c'est des grandes variations... dans tous les cas, c'est le marché de court terme de la zone de réglage du Québec qui vient combler le manque, si on veut, là, pour l'utilisation du marché de court terme ?

R. Oui. Bien, on en a parlé tantôt, votre confrère parlait aussi... il y a une partie qui... une légère partie du Nouveau-Brunswick. Le reste, c'est des joueurs qui sont présents à l'intérieur de la zone de réglage.

99. En d'autres termes, le Distributeur se fie en grande partie sur le marché du Québec pour assurer la fiabilité de la contribution de 1 100 MW des marchés de court terme qu'il considère à son bilan.
100. En effet, aussi peu que 75 MW provenant de New York ont été offerts au Distributeur pour l'hiver 2020-2021, et ce, malgré une puissance disponible de 20 000 MW à la pointe d'hiver de disponible dans ce marché sur l'horizon du Plan²⁰.
101. Bien que cette faible participation paraisse surprenante, elle s'explique potentiellement par le faible prix anticipé par les acteurs du marché. Selon toute vraisemblance, il serait possible d'aller chercher beaucoup plus de puissance sur ce marché de manière fiable si le prix offert par le Distributeur par le biais d'appels d'offres est intéressant pour les soumissionnaires et les incite à participer.
102. En bref, si l'on considère que le Distributeur se fie sur le marché du Québec pour combler ce qu'il ne peut obtenir de New York, tout porte à croire que la contribution combinée de ces deux marchés est largement supérieure à 1 100 MW.
103. Si, au terme de son délibéré, la Régie ne retient qu'une contribution de 1 100 MW des marchés combinés de Québec et New York, la FCEI estime qu'elle devrait tout de même faire mention de la possibilité que cette contribution soit sous-estimée lors de l'évaluation des caractéristiques d'un futur appel d'offres, considérant l'imminence d'un tel appel d'offres et ses impacts potentiels sur les coûts d'approvisionnement.

VI. Sommaire des recommandations

104. Au final, la FCEI est d'avis qu'il plane une incertitude considérable sur les besoins auxquels devra répondre le Distributeur dans les prochaines années et que ces besoins appellent à des moyens flexibles et non à des engagements de long terme comme Hilo, qui en plus de son coût supérieur au coût évité et des autres inconvénients discutés précédemment, n'est pas adapté au contexte incertain dans lequel nous nous trouvons.

²⁰ Voir C-FCEI-0039.

105. Se faisant, la FCEI soumet les recommandations suivantes à la Régie :

- a. Ne pas adopter le plan d'approvisionnement tel que soumis par le Distributeur;
- b. Ordonner au Distributeur d'accompagner toute demande d'approbation d'un nouvel appel d'offres d'une présentation détaillée des ajustements envisagés à l'OÉI, de leurs effets prévus et de leurs coûts et de l'établissement du besoin de puissance du secteur des serres;
- c. Prendre acte des potentielles variations du besoin en puissance pour les centres de données;
- d. Prendre acte du fait que le potentiel combiné des marchés de court terme, notamment ceux de New York et du Québec, est potentiellement supérieur à 1 100 MW, et ce, même si la Régie ne retient que 1 100MW aux fins du bilan en puissance.
- e. Ordonner au Distributeur de faire toutes les démarches requises pour lever les contraintes à l'importation par la nouvelle interconnexion Québec-Maine incluant, mais sans s'y limiter, les études d'impact sur le réseau de part et d'autre de l'interconnexion et les contraintes liées au permis présidentiel;
- f. Donner dès maintenant son approbation pour qu'Hydro-Québec puisse cesser d'accepter de nouvelles demandes d'adhésion au TDÉ en vertu de l'article 6.44 et de lui indiquer de ne plus accepter de telles demandes;
- g. Ordonner le Distributeur d'arrêter dès maintenant toute activité de développement de marché, incluant toute publicité sur son site web en lien avec le TDÉ;
- h. Ne pas reconnaître l'apport de l'entente avec Hilo au plan d'approvisionnement;
- i. Si les services d'Hilo sont utilisés d'ici à 2025, exiger du Distributeur de s'assurer de pouvoir équilibrer son bilan advenant la disparition de l'apport d'Hilo à partir de 2025;
- j. Exiger que le Distributeur prenne les actions nécessaires pour valider, dans les plus brefs délais, le potentiel de GDP du parc de chauffe-eau classiques et l'exploitation de ce potentiel le cas échéant;
- k. Ordonner au Distributeur d'utiliser les rappels d'énergie différée de manière à retarder le plus possible un éventuel appel d'offres en puissance de long terme sauf s'il y a un avantage économique démontré à procéder autrement;
- l. Indiquer au Distributeur de manière prioritaire qu'il ne serait ni judicieux ni prudent de procéder à des rappels d'énergie différée pour l'hiver 2021-2022;

- m. Maintenir la contribution de la GDP Affaires au bilan en puissance prévu au plan d'approvisionnement;

Fasken Martineau DuMoulin

Copie conforme

Montréal, ce 15 juillet 2021

(s) Fasken Martineau DuMoulin

Fasken Martineau DuMoulin S.E.N.C.R.L., s.r.l.
Procureurs de l'intervenante