**CANADA**

**PROVINCE DE QUÉBEC**
**DISTRICT DE MONTRÉAL**

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**No: R-4210-2022**
**Phase 1**

**HYDRO-QUÉBEC**

(ci-après désignée le «Distributeur»)

*Demanderesse*

et

**ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ**

(ci-après désignée « AQCIE »)

et

**CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC**

(ci-après désigné « CIFQ »)

*Intervenants*

# PLAN D'ARGUMENTATION DE L'AQCIE ET DU CIFQ

## I HILO

**1.** Dans le bilan de puissance soumis par le Distributeur, il est prévu que les moyens de gestion de la demande de puissance («moyens de GDP») génèreront annuellement de 1603 à 3 055 MW de réduction de puissance pour la période du Plan d'approvisionnement 2023-2032;

- B-0121, p. 3;

**2.** Il est prévu durant cette période que l'offre Hilo génèrera annuellement une réduction partant de 47 MW et allant jusqu'à 621 MW, ce qui représente de 2,9% à 20,3% de la réduction de puissance en provenance des moyens de GDP;

**3.** On ne peut que constater, en consultant les cibles prévisionnelles contenues au contrat Hilo, ainsi que les prévisions contenues aux bilans de puissance du Plan d'approvisionnement 2020-2029, de l'État d'avancement 2021 et du Plan d'approvisionnement 2023-2032, que le Distributeur a continuellement reporté, pour l'offre Hilo, la période où la croissance annuelle des mégawatts effacés serait la plus importante (plus de 100 MW/an) dans l'atteinte de l'objectif d'un effacement de puissance de 621 MW pour 2028-2029:

- Contrat Hilo (R-4110-2019, B-0042, page 62 PDF) et bilan de puissance initial du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (R-4110-2019, B-0009, p. 18): Croissance annuelle de plus de 100 MW à partir de 2022-2023 jusqu'en 2023-2024 (croissance de 303,6 MW en 2 ans);

- Bilan de puissance révisé du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (R-4110-2019, B-0114, p. 5) : Croissance annuelle de plus de 100 MW à partir de 2023-2024 jusqu'en 2025-2026 (croissance de 405 MW en 3 ans);

- Bilan de puissance de l'État d'avancement 2021 (p. 22) : Croissance annuelle de plus de 100 MW à partir de 2025-2026 jusqu'en 2027-2028 (374 MW en 3 ans);

- Bilan de puissance du Plan d'approvisionnement 2023-2032 (B-0121, p. 3) : Croissance annuelle de plus de 100 MW à partir de 2026-2027 jusqu'en 2028-2029 (364 MW en 3 ans);

**4.** Rappelons que pour atteindre l'objectif de 621 MW en 2028-2029 fixé pour Hilo, il était initialement prévu dans les cibles prévisionnelles du contrat Hilo (R-4110-2019, B-0042, page 62 PDF) et au bilan de puissance initial du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (R-4110-2019, B-0009, p. 18), qu'on atteigne 275 MW d'effacement en 2022-2023. Or, Hilo n'est rendu qu'à 63 MW de réduction de puissance pour cette dite année 2022-2023 (B-0065, p. 46);

**5.** Notons également, à titre d'illustration, qu'en appliquant la réduction moyenne par participant Hilo de 3,3 kW pour 2022-2023, il faudrait, pour atteindre l'objectif de réduction de puissance de 621 MW en 2028-2029, passer d'un nombre de participants moyens de 19 000 en 2022-2023 à 188 182 participants moyens en 2028-2029 (près de 10 fois plus en six ans);

- B-0065, p. 46;
- Présentation C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 4

**6.** L'AQCIE-CIFQ considèrent donc, à la lumière de l'historique de l'offre Hilo, que les prévisions de croissance de la contribution de Hilo au bilan de puissance sont trop optimistes;

**7.** En effet, l'historique des prévisions du Distributeur à l'égard d'Hilo démontre une capacité limitée à générer annuellement une croissance annuelle marquée (plus de 100 MW) du nombre de mégawatts effacés;

**8.** Les nouveaux produits et initiatives identifiés aux pages 25 et 26 du Complément d'information B-0011/B-0020 ne permettent pas de conclure qu'ils permettront d'accélérer de façon marquée la réduction en puissance générée par l'offre Hilo afin d'atteindre 621 MW effacés annuellement d'ici 2028-2029 (croissance de 892% en seulement six ans par rapport au réel 2022-2023 de 62,6 MW);

**9.** Il ne s'agit pas d'une prévision «centrée» mais plutôt trop optimiste, ce qui n'est pas l'approche appropriée afin de prévoir les besoins d'approvisionnement dans le cadre d'un Plan d'approvisionnement;

**Recommandation #1 :**

**Il serait plus réaliste de prévoir une réduction de la prévision d'effacement associée à Hilo au bilan de puissance de manière à amener cette prévision à 23% des cibles prévisionnelles indiquées au Contrat, soit la proportion de réduction réelle de l'hiver 2022-2023 par rapport à la réduction prévisionnelle du Contrat**.

## II LE COÛT ÉVITÉ DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

**10.** Les coûts évités (coûts marginaux) permettent de déterminer un signal de prix, notamment aux fins suivantes :

- Établir la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique;
- Établir la rentabilité des programmes de gestion de la demande de GDP;
- Établir la rentabilité d'une option tarifaire;

Décision D-2018-025, par. 203 à 205

**11.** Ils mesurent le coût associé à une variation à la marge de la demande, à partir d'un bilan offre-demande;

- R-4057-2018, B-0015, p. 6

**12.** L'évaluation des coûts évités de transport et de distribution se fait à partir d'une situation d'équilibre offre-demande. Pour ce faire, on considère la croissance des

besoins de l'ensemble de la clientèle prévue sur un horizon de 10 ans, de même que les travaux qui seront nécessaires afin de répondre à cette croissance;

- R-4057-2018, B-0015, p. 10

**13.** Les coûts évités de transport sont obtenus par le rapport entre la somme des coûts d'investissement en transport actualisés (en $) associés à la croissance de la demande sur une période de 10 ans et la quantité de MW de croissance actualisée sur la même période;

- R-4057-2018, B-0051, p. 16

**14.** Une valeur actuelle nette (VAN) est calculée pour les coûts d'investissement et une autre VAN pour la croissance en puissance. La division de la VAN des investissements sur la VAN de la croissance des capacités donne un coût unitaire ($/kW);

- R-4057-2018, B-0051, p. 18

**15.** On ajoute le coût unitaire actualisé ($/kW) de la taxe sur les services publiques (TSP) et le coût unitaire actualisé des frais annuels d'exploitation et d'entretien ($/kW) pour la même période, ce qui donne un coût unitaire total;

- R-4057-2018, B-0051, p. 19

**16.** Pour obtenir le coût évité de transport, on calcule finalement à partir du coût unitaire total une annuité croissante à l'inflation sur la durée de vie des équipements de transport (maintenant 57 ans);

- R-4057-2018, B-0051, p. 19;
- B-0056, p. 46;

**17.** Le coût évité de distribution se calcule de la même manière, en utilisant cependant une durée de vie des équipements de distribution de 47 ans pour le calcul des annuités;

- R-4057-2018, B-0051, p. 20-21;
- B-0056, p. 47;

**18.** Ceci dit, le Distributeur a déjà reconnu que les réductions de puissance dans le cadre d'un moyen de GDP ne coïncident pas toujours avec la pointe, ce qui signifie que celui-ci ne permet pas d'éviter nécessairement les coûts d'infrastructure de transport et de distribution;

- D-2019-164, par. 221

**19.** Pour ce motif, en l'absence de preuve probante, la Régie avait refusé dans le dossier GDP affaires (R-4041-2018) d'inclure des coûts évités de transport et de distribution dans le test de neutralité tarifaire (TNT);

- D-2019-164, par. 224-225;
- D-2021-100, par. 231

**20.** Dans le cadre de sa demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur suggérait d'appliquer un facteur de 80% au coût évité de transport et un facteur de 40% au coût évité de distribution afin de tenir compte de l'absence de coïncidence parfaite entre le profil de charge de tous les postes du réseau de transport avec le profil de charge de l'ensemble du réseau de transport;

- R-4110-2019, B-0032, p. 9 et 10

**21.** Dans sa décision au fond sur le Plan d'approvisionnement 2020-2029, la Régie n'a pas traité de cette suggestion de facteurs applicables pour calculer le coût évité de transport et de distribution;

- D-2022-0062

**22.** Dans le présent dossier, le Distributeur identifie à la page 59 de sa pièce B-0020 des coûts évités de transport et de distribution en procédant à une indexation à l'inflation;

**23.** Le Distributeur et le Transporteur déclarent cependant qu'ils ne sont pas en mesure de donner d'échéancier pour la production d'un rapport d'étape ou final du comité d'experts en charge d'évaluer les coûts évités de transport et de distribution. Le Distributeur mentionne que, dans l'intervalle et par prudence, il n'attribue pas de valeur au report d'investissement aux fins de ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande ;

- B-0043, p. 35

**Recommandation #2**

**Dans ce contexte, à moins que le Distributeur ne présente au prochain dossier tarifaire une preuve probante découlant de l'analyse de son comité d'experts, celui-ci ne devrait pas être autorisé à inclure des coûts évités de transport et de distribution dans le signal de prix applicable aux moyens de gestion de la GDP, tel que Hilo, pour lesquels il voudrait :**

- **justifier la rentabilité dans le cadre de l'établissement ou la modification d'une option tarifaire; ou**

- **justifier la rentabilité dans le cadre de l'approbation d'un programme d'efficacité énergétique; ou**
- **justifier la raisonnabilité du coût dans l'établissement des revenus requis pour un contrat de service GDP;**

**Recommandation #3**

**Lorsque sera émis le rapport du comité d'experts du Distributeur concernant les coûts évités de transport et de distribution, celui-ci devrait faire l'objet d'une présentation aux intervenants intéressés en séance de travail;**

**24.** Par ailleurs, l'analyste Paul Paquin a décelé deux problématiques dans la manière dont le Distributeur calcule les coûts évités de transport et de distribution, aux pages 46 et 47 de la pièce B-0056, qu'il y aurait lieu de demander à ce dernier de corriger en prévision du prochain dossier tarifaire;

**25.** La première erreur concerne le calcul de la VAN de la croissance des capacités de transport (MW) qui devrait être selon les calculs de l'analyste Paul Paquin de 3 678$/kW plutôt que de 3 017 $/kW, ce qui donne un coût unitaire actualisé des investissements de 1006$/kW au lieu de 1213$/kW;

- C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 7-8

**26.** Il y aurait lieu également que le Distributeur révise aussi son calcul de la VAN de la croissance des capacités de distribution à la page 47 de la pièce B-0056 et le coût unitaire actualisé des investissements qui en découle;

**27.** La deuxième erreur concerne le calcul du coût unitaire actualisé des frais d'entretien et d'exploitation des équipements de transport que l'on retrouve aux mêmes pages 46 et 47 de la pièce B-0056;

**28.** Dans son témoignage du 12 juin 2023, madame Myriam Hudon affirme que lorsque vient le temps d'actualiser les frais d'entretien et d'exploitation, le Distributeur utilise un taux annuel de 1,55%, <u>peu importe la période d'amortissement applicable</u> pour fins de calcul des annuités, ce qui signifie que le coût unitaire actualisé des frais d'entretien et d'exploitation calculé par le Distributeur ne représente pas une proportion fixe de 19% du coût unitaire actualisé des investissements :

A-0051, p. 198-199 :

> *« Alors, pourquoi... Ma question, c'est : pourquoi la proportion du coût unitaire en dollar par kilowatt actualisé des frais d'exploitation et d'entretien de transport par rapport au coût unitaire - toujours en dollar*

*par kilowatt - actualisé des investissements de croissance en transport n'est pas ici stable à dix-neuf pour cent (19 %)?*

*R. Le frais d'entretien est également ramené sur une base annuelle, donc il est affecté par la durée de vie utile utilisée pour l'analyse.*

*Q. Dans ce cas-là, pourquoi... est-ce qu'il aurait dû être le même... le même pourcentage pour une période de calcul des annuités équivalentes de quarante (40) ans?*

*R. Pas nécessairement, parce qu'il y a le nominateur et le dénominateur qui bougent en même temps. Toutes choses étant égales par ailleurs, oui, le taux aurait été le même. »*

A-0051, p.200-201 :

*« Q. Mais les coûts d'entretien ne sont pas justement directement tributaires de l'évolution des coûts d'entretien? Vous n'appliquez pas un pourcentage fixe, une proportion fixe?*

*R. Un pourcentage qui est ramené sur une base annuelle.*

*Q. De ce pourcentage-là, est-ce que vous nous confirmez que c'est dix-neuf pour cent (19 %)?*

*R. C'est un dix-neuf pour cent (19 %) qu'on ramène sur une base annuelle...*

*Q. Annuelle.*

*R. ... donc le taux devient un point cinquante-cinq pour cent (1,55 %) dans l'approvisionnement. »*

A-0051, p. 208 :

*« R. En fait, ce qui est utilisé, c'est un taux annuel d'un point cinquante-cinq pour cent (1,55 %), donc c'est le taux qui est utilisé annuellement. Donc, plus la période d'analyse est longue en proportion, en pourcentage, le poids va être plus important. »*

**29.** Or, dans le cadre des analyses d'impact tarifaire résultant de projets d'investissement en transport de la catégorie «Croissance des besoins de la clientèle» ou encore dans le cadre de la détermination de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau de transport, Hydro-Québec utilise un pourcentage fixe de **19%** du coût d'investissement pour évaluer les frais d'exploitation et d'entretien

des équipements de transport, peu importe la période d'amortissement. Le taux annuel lui va varier en fonction de la durée de la période d'amortissement. Voir par exemple :

- R-4188-2022 (projet d'installation d'équipements au poste Hertel et d'une ligne à 400 kV), B-0042 : 1,5% de taux annuel pour une période de 20 ans (p. 3) et 1,0% de taux annuel pour une période de 40 ans (p. 5). Le coût d'exploitation et d'entretien représente dans les deux cas un pourcentage fixe de 19% de l'investissement (voir note 3 des pages 3 et 5);

- R-4112-2019 (projet d'une ligne à 320 kV et installation d'équipements au poste Appalaches), B-0005 : 1,6% de taux annuel pour une période d'amortissement de 20 ans (p. 37 PDF) et 1,1% de taux annuel pour une période d'amortissement de 60 ans (p. 39 PDF). Le coût d'exploitation et d'entretien représente dans les deux cas un pourcentage fixe de 19% de l'investissement (voir notes 3 des pages 37 et 39 PDF);

- R-4167-2021 (dossier tarifaire HQT 2021-2022 : calcul de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau de transport), B-0028 : 1,49% de taux annuel pour une période d'amortissement de 20 ans (p. 5). Le coût d'exploitation et d'entretien représente là aussi un pourcentage fixe de 19% de l'investissement (voir note 2 de la page 5) ;

**30.** Ainsi, le coût unitaire des frais d'entretien et d'exploitation des équipements de transport devrait être de 191$/kW au lieu de 375 $/kW, de manière à représenter 19% du coût unitaire d'investissement de 1006 $/kW;

- C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 11

**31.** Il y aura lieu également que le Distributeur vérifie s'il n'a pas commis une erreur similaire à l'égard du coût unitaire des frais d'entretien et d'exploitation des équipements de distribution;

**Recommandation #4**

**Le coût évité de transport correspond à un coût évité de 44,4 $/kW ($ 2022) (annuité sur 57 ans) et non de 58,6 $/kW ($2022) comme indiqué à la page 46 de B-0056 (voir C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 12).**

**Recommandation #5**

**Une révision similaire du coût évité de distribution devra être effectuée afin de corriger la VAN de croissance des capacités et le coût unitaire des frais d'entretien et d'exploitation.**

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

Laval, le 21 juin 2023

*Dunton Rainville sencrl*

**DUNTON RAINVILLE SENCRL**
Procureurs des intervenants
AQCIE-CIFQ