

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No: R-4110-2019

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 désignée « CIFQ »)

et al.

Intervenantes

PLAN D'ARGUMENTATION DE L'AQCIE ET DU CIFQ

I L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME

1. Dans la confection de son bilan d'énergie pour son plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur a fixé, pour fins de planification selon des conditions

climatiques normales, à 3 TWh en hiver la contribution annuelle maximale en énergie en provenance des marchés de court terme.

- B-0009, p. 20 ;
- B-106, p. 25 ;

2. Selon l'analyste Paul Paquin, c'est la première fois que le Distributeur, au soutien d'un plan d'approvisionnement, énonce une telle limite de contribution, en hiver, des marchés de court terme en énergie;

- Présentation de Paul Paquin, C-AQCIE-CIFQ-029/030, pp. 3 et 4

3. Le Distributeur a également fixé à 6 TWh sa dépendance maximale aux marchés de court terme hors Québec dans le critère de fiabilité en énergie qu'il propose, ce qui correspond à la capacité historique d'achat en énergie auprès des marchés voisins pour 90% des heures d'hiver ;

- B-0009, pp. 25 et 43 ;

4. L'AQCIE et la CIFQ considèrent que pour fins de planification, ces deux limites de contribution en énergie en provenance des marchés de court terme sont beaucoup trop basses et mènent à une prédiction de besoins d'approvisionnement de long terme prématurée et trop élevée. Cela a un impact sur le coût de la fourniture considérant l'écart de prix important entre ces deux types de marché;

5. En ce qui concerne tout d'abord la limite de 3 TWh pour la période hivernale, les témoins du Distributeur ne prétendent pas qu'il s'agisse d'une capacité maximale d'approvisionnement sur les marchés de court terme durant la période hivernale. Lorsqu'interrogés sur les raisons de la fixation de cette limite de contribution des marchés à court terme pour fins d'élaboration du bilan d'énergie, ceux-ci ont invoqué seulement les motifs suivants :

- 3 TWh pour un hiver, c'est déjà beaucoup de planification :

«Mais un trois térawattheures (3 TWh) en conditions climatiques normales, c'est déjà beaucoup. Ça prend beaucoup de... C'est de la planification. C'est ça qu'il faut comprendre. C'est que c'est quasiment mille mégawatts (1000 MW) à aller chercher toutes les heures de l'hiver, sur les trois mille heures (3000 h) de l'hiver.»

Mme Stéphanie Giaume, 5 juillet 2021 p. 199

- Le Distributeur n'a jamais acheté plus que 3 TWh l'hiver sur les marchés de court terme :

«Ça reste quand même le maximum qu'on a fait historiquement, là, dans les années deux mille quatorze (2014), deux mille quinze (2015). Donc, on n'a jamais procédé à plus d'achats court terme que ce volume-là non plus.»

M. Charles-David Franche, 5 juillet 2021, p. 200

- Le Distributeur veut se préserver une marge de manœuvre pour les aléas climatiques :

«Puis, effectivement, il ne faut pas oublier que ce trois térawattheures (3 TWh) là, bien, c'est à climatique normale. Donc, les aléas climatiques d'un hiver pourraient nous forcer à aller jusqu'au six térawattheures (6 TWh). Puis on ne voudrait pas non plus aller... toujours être au maximum de ce qu'on a pour pouvoir justement avoir une marge de manoeuvre à la hausse si ces aléas se produisent.»

M. Charles-David Franche, 5 juillet 2021, p. 200

- Le Distributeur ne veut pas se trouver dans une situation d'être un «price taker» :

«Il ne faudrait pas non plus se retrouver dans une situation où Hydro-Québec Distribution est obligée d'acheter chacun des mégawatts pour répondre à ses obligations. Là, à ce moment-là, effectivement, si on regarde le coût moyen, c'est quand même plus faible, mais si on se retrouve à être... on va dire preneur pour toutes les quantités à n'importe quel prix ça pourrait avoir un impact qui est quand même assez important, là, sur les coûts au niveau d'Hydro-Québec Distribution. Le fait d'être, excusez l'anglicisme, là, mais d'être « price taker » parce que, bon, on a beaucoup de quantité puis on est obligé d'aller chercher ces mégawatts là parce qu'on n'a pas assez d'approvisionnement autre. Je pense que c'est pas une bonne chose, ce ne serait pas une bonne chose pour nous.»

M. Charles-David Franche, 5 juillet 2021, pp. 201-202

6. Par ailleurs, bien qu'on ait évalué à 6 TWh la capacité d'importation en énergie l'hiver, aucune évaluation de la disponibilité d'énergie durant la période hivernale sur les marchés de court terme en provenance du Québec n'a été faite, alors que pourtant de l'énergie est actuellement disponible en provenance de ce territoire durant cette période;

- M. Charles-David Franche, 5 juillet 2021, pp. 203-204

7. Le Distributeur a d'ailleurs acheté de HQP des quantités significatives d'énergie sur une base de court terme (entre 0,1 et 3,0 TWh par année entre 2014 et 2019, représentant 60,2% de l'énergie achetée sur les marchés de court terme par le Distributeur durant cette période). Ces achats se sont faits très majoritairement en période hivernale;
 - Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, pp. 9 et 10 ;
 - Présentation de Paul Paquin, C-AQCIE-CIFQ-029/030, p. 6 ;
 - Suivis des plans d'approvisionnement – Autres suivis- Suivi sommaire des activités d'achat du Distributeur ;
8. Les apports nets de HQP étant de 212,1 TWh en 2018, ledit Producteur a une disponibilité d'énergie sur les marchés de court terme **variant entre 29,3 TWh et 35,8 TWh** pour la durée du plan d'approvisionnement, sous réserve du contrat d'exportation de 9,45 TWh vers la Nouvelle-Angleterre en cours d'autorisation (R-4112-2019, B-0026, p. 20);
 - Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 9 ;
 - B-009, pp. 28 (apports nets) et 17 (approvisionnements planifiés de HQP au bilan d'énergie)
9. HQP a exporté ces 5 dernières années la plus grande partie de cette énergie disponible, selon toute vraisemblance sur les marchés de court terme (à notre connaissance, le Producteur n'a pas de contrat de long terme hors Québec, sous réserve du contrat vers la Nouvelle Angleterre en cours d'autorisation);
 - Présentation de Paul Paquin, C-AQCIE-CIFQ-029/030, p. 6 ;
10. Ainsi, l'AQCIE et le CIFQ soumettent que les motifs soulevés par le Distributeur ne sont pas suffisants pour justifier de limiter à seulement 3 TWh dans le bilan d'énergie l'approvisionnement pouvant provenir des marchés de court terme en période hivernale ;
11. Considérant les économies importantes de coût en jeu, l'effort supplémentaire de planification que cela impliquerait pour le Distributeur ne devrait pas empêcher un recours accru aux marchés de court terme ;
12. Le fait que le Distributeur n'ait jamais acheté plus que 3 TWh en période hivernale sur les marchés de court terme hors Québec n'explique pas en soi pourquoi il ne devrait pas, pour l'avenir, planifier davantage d'achat d'énergie en provenance de ces marchés durant l'hiver, ni pourquoi il ne devrait pas tenir compte du potentiel d'achat sur les marchés à court terme québécois ;
13. Le Distributeur n'a pas fait la démonstration de la marge de manœuvre requise en énergie, par rapport à la capacité totale des marchés de court terme, pour prévenir les aléas climatiques et que cette marge n'existerait plus si on augmentait jusqu'à 6

TWh au bilan d'énergie la part des approvisionnements planifiés en énergie provenant des marchés de court terme hors Québec durant la période hivernale;

14. Le Distributeur n'a pas fait non plus la démonstration qu'un approvisionnement planifiée en énergie, s'il atteignait en hiver jusqu'à 6 TWh sur les marchés de court terme hors Québec, le mettrait dans une situation d'être un «*price taker*» et éliminerait les économies d'achat par rapport à un approvisionnement de long terme découlant actuellement d'un écart de prix très important ;
15. En ce qui concerne la limite de 6 TWh par année en provenance des marchés de court terme hors Québec énoncée dans le critère de fiabilité en énergie proposé (B-0009, p. 25), celle-ci devrait donc être augmentée afin de tenir compte également de la capacité d'achat sur les marchés de court terme hors de la période hivernale et non seulement de la capacité en énergie pour 90% des heures de l'hiver;
16. La limite par année énoncée dans le critère de fiabilité en énergie devrait également tenir compte de l'énergie disponible sur le marché du Québec et non seulement en provenance des marchés hors Québec ;
17. Le Distributeur reconnaît lui-même dans le bilan d'énergie proposé qu'il aura recours aux marchés de court terme en dehors de la période hivernale et que les quantités d'énergie hors hiver augmenteront jusqu'à 2,3 TWh (les approvisionnements additionnels de long terme prévus au bilan d'énergie n'étant requis que pour la période hivernale). Dans ce contexte, le critère de fiabilité en énergie ne devrait pas être limité à 6 TWh par année en provenance des marchés de court terme hors Québec puisque ce chiffre provient d'une capacité d'approvisionnement uniquement hivernale, en plus de ne pas tenir compte du marché de court terme québécois;
 - État d'avancement révisé 2020, B-106, p. 21 ;
 - Témoignage de Mme Stéphanie Giaume, 5 juillet 2021, pp. 206-207
18. L'analyste Paul Paquin considère de manière très conservatrice que la capacité d'énergie sur les marchés de court terme en provenance du Québec peut facilement s'élever à 10 TWh.
 - Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 10 ;
 - Présentation de Paul Paquin, C-AQCIE-CIFQ-029/030, p. 7 ;
19. Ainsi, le Distributeur n'a pas fait la démonstration que la capacité en énergie des marchés de court terme ne permettra pas de combler de manière fiable les besoins d'énergie additionnelle requise jusqu'en 2029 à meilleur prix que des approvisionnements à long terme (l'énergie additionnelle requise en 2029 sera de 8,6 TWh dont 6,3 TWh l'hiver);
 - État d'avancement révisé 2020, B-106, p. 21 ;

Recommandation #1

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de ne pas reconnaître une limitation en énergie de 3 TWh par hiver, ni de 6 TWh par année en provenance des marchés de court terme (au Québec et hors Québec) dans la planification du bilan d'énergie et de confirmer que l'énergie additionnelle requise pour la durée du plan d'approvisionnement pourra être comblée par les marchés de court terme sans recours à des approvisionnements de long terme.

Advenant que la Régie ne soit pas convaincue que les marchés de court terme suffiront afin de combler l'énergie additionnelle requise pour la durée du plan d'approvisionnement, l'AQCIE et le CIFQ recommandent d'exiger que le Distributeur justifie au moyen des analyses appropriées les limitations qu'il propose à l'égard desdits marchés de court terme dans la confection de son bilan d'énergie, considérant les économies importantes qui découlent d'un approvisionnement sur les marchés de court terme plutôt que de long terme.

Recommandation #2

L'AQCIE et le CIFQ recommandent que le critère de fiabilité en énergie ne soit pas autorisé tel que proposé par le Distributeur et qu'il soit exigé du Distributeur qu'il propose un critère de fiabilité en énergie pour l'hiver et un autre pour le reste de l'année, en tenant compte autant des marchés de court terme hors Québec que des marchés de court terme du Québec.

II L'APPROVISIONNEMENT EN PUISSANCE SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME

20. Dans la confection de son bilan de puissance pour son plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur a fixé, pour fins de planification à des conditions climatiques normales, à 1100 MW la contribution annuelle maximale en puissance en provenance des marchés de court terme (hors Québec et dans la zone de réglage du Québec).
- B-0009, p. 20 ;
 - B-106, p. 25 ;

A) LE MARCHÉ DE NEW YORK

21. Le marché de New York a pourtant, à lui seul, une capacité d'importation en puissance de 1100 MW ;
- B-0009, p. 43 ;

22. Cette capacité d'importation tient déjà compte des facteurs de limitation énoncés à la section 6.2 de la pièce B-0009 (pp. 44 à 47) :

- Les différents facteurs de nature technique (configuration des réseaux);
- La disponibilité des équipements de production dans les zones pertinentes;
- Les règles des différents marchés concernant la fermeté et la priorisation des transactions ;
- Les réservations fermes de transport par des tiers ;

23. Cette capacité d'importation est établie «à partir de l'expérience du Distributeur en matière d'achat d'énergie non garantie» (B-0009, p. 45, lignes 6 et 7) ;

24. À partir de ces facteurs, le Distributeur évalue au tableau 6.1 de B-0009 une «capacité maximale en puissance» de 1100 MW pouvant être importée et qui provient exclusivement du marché de New York ;

25. C'est en tenant compte de l'ensemble de ces facteurs de limitation que le Distributeur écrit à l'égard du marché de New York :

«La capacité d'importation est de 1000 MW à partir du poste de Massena (chemin MASS-HQT) et de 100 MW du poste Dennison (Chemin DEN-HQT). Le Distributeur possède le transport ferme en importation pour la totalité des deux interconnexions.»

- B-0009, p. 46. Voir aussi le tableau 6.1 de la page 43 ;

26. Or, le Distributeur refuse pourtant d'inclure dans son bilan de puissance, la totalité de cette capacité de 1100 MW en provenance du marché de New York dans la contribution maximale globale pouvant provenir des marchés à court terme hors Québec et de la zone de réglage du Québec.

- B-0009, p. 20 ;
- B-0106, p. 25 ;

27. Pour justifier de ne pas inclure la totalité de cette capacité en provenance des marchés de court terme de New York, M. Charles-David Franche répond au nom du Distributeur :

«(...) Ce mille cents mégawatts (1100 MW)-là, par exemple, pour être capable de le sécuriser il nous faut des joueurs, il nous faut des joueurs qui sont prêts à vendre... à vendre, dans le fond, à nous vendre leur puissance. Donc, qui vont vraiment physiquement se... se soustraire du marché de New York pour nous vendre cette puissance-là. Donc, présentement puis avec les derniers appels d'offres qu'on a faits, cette... ce potentiel-là, il n'est pas suffisant pour garantir un mille cents

mégawatts (1100 MW) qui proviendrait de New York. Puis je vous donne, par exemple, là, lors du dernier appel d'offres qu'on a fait, il y avait seulement dix pour cent (10 %) des quantités qu'ils nous ont offertes, qui nous ont été offertes, qui provenaient de New York. Donc, si on... on ne juge pas raisonnable le fait d'aller mettre dans notre bilan de puissance des capacités à la hauteur de mille cents mégawatts (1100 MW) qui viendraient de New York, avec les résultats qu'on a déjà eus dans le passé, ce qu'on fait par exemple, puis c'est une de nos inquiétudes, ce qu'on fait nous c'est qu'on essaie de développer puis d'aller chercher des nouvelles contreparties qui sont actives sur ce marché-là pour essayer justement de bâtir puis d'augmenter les quantités qu'on pourrait avoir en provenant de New York. Mais pour l'instant ces démarches-là, elles n'ont pas abouti à avoir plus d'offres ou en tout cas avoir des quantités soumises qui seraient plus élevées en provenance de New York.

Donc, c'est pour ça qu'on ne peut pas, dans notre évaluation, tenir compte d'un potentiel de mille cent mégawatts (1100 MW) de New York, plus des mégawatts qui viendraient de la zone de réglage. Donc, on... avec... avec ce qu'on a récemment comme appel d'offres puis ce qu'on a eu comme résultat, on n'est pas confiant d'aller jusqu'à ce niveau-là.»

- Témoignage de Charles-David Franche du 5 juillet 2021, pp. 182 à 184 ;
28. Pourtant, le Distributeur déclare ne pas être en mesure d'évaluer la contribution maximale en puissance en provenance du marché de New York pouvant être incluse dans le bilan de puissance pour fins de planification au motif qu'historiquement cette contribution a varié beaucoup (10 % à 100%);
- Témoignage de Charles-David Franche du 5 juillet 2021, p. 186 ;
29. Or, un bilan de puissance ne vise pas à refléter une contribution effective passée des marchés de court terme pour une année donnée, mais plutôt à évaluer des capacités d'approvisionnement fiables au meilleur prix possible pour les dix prochaines années, peu importe que ce potentiel ait été utilisé ou pas dans les années passées ;
30. De plus, il est impossible d'apprécier l'utilité de référer, comme indicateur de la capacité maximale du marché de New York, à la puissance acquise par le Distributeur auprès dudit marché (10% = 75 MW) lors du dernier appel d'offres sur les marchés de court terme, puisque cette puissance a été achetée via la bourse pour le service UCAP en fonction d'un prix offert par le Distributeur qui n'a pas été précisé. Or, si le prix offert par le Distributeur lors de son dernier appel d'offres ressemble au prix moyen très bas qu'il a offert lors des encans de l'hiver 2019-2020 (1,14\$US/KW-hiver), les quantités de puissance offertes en provenance du marché de New York dans ce contexte ne peuvent servir à évaluer la contribution potentielle

maximale de ce marché pouvant être inscrite au bilan de puissance pour les fins de planification. Rappelons que le signal de coût évité en puissance est de 20\$/KW-hiver (\$2019).

- B-0041, p. 46 ;
- B-0032, p. 6 ;
- Présentation de Paul Paquin, C-AQCIE-CIFQ-029/030, p. 9 ;

31. Le réseau de New York connaît sa période de pointe durant l'été plutôt que l'hiver. Le profil de consommation du réseau de New York de 2020 démontre que l'écart entre la consommation au mois de janvier et le total des ressources en puissance de ce réseau est de 11 811 MW, ce qui est amplement suffisant pour justifier une capacité maximale de puissance en provenance de ce marché de 1100 MW ;

- Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, pp. 14 à 16;

32. Il est pertinent de souligner que la capacité maximale de puissance en provenance des marchés de New York a d'ailleurs déjà été incluse en totalité (1100 MW) aux fins de planification du bilan de puissance dans le plan d'approvisionnement 2014-2023 ;

- R-3864-2013, B-0005, p. 29

B) LA ZONE DE REGLAGE DU QUEBEC

33. En ne chiffrant pas la portion de la contribution maximale en puissance de 1100 MW qu'il prévoit provenir des marchés de New York, le Distributeur se trouve par le fait même à ne pas évaluer la portion de cette contribution maximale en puissance qu'il planifie provenir de la zone de réglage du Québec ;

- B-0042, DDR # 1 AQCIE-CIFQ, réponses aux questions 12.1 et 12.2, pp. 24 et 25 ;
- Témoignage de Charles-David Franche du 5 juillet 2021, p. 186 ;

34. Or, les ressources en puissance de HQP sont supérieures à ses engagements et sa réserve requise (excédent de 1080 MW en 2020-2021) ;

- Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 16 (tableau AQCIE-CIFQ 5;

35. HQP répond régulièrement aux demandes du Distributeur pour de l'énergie à court terme à la pointe de la charge locale ;

- Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 17 (tableau AQCIE-CIFQ 6;

36. Il y a du transport d'électricité de point à point sur le réseau du Transporteur, même en période de pointe de la charge locale (4633 MW en 2020). On peut présumer que cette puissance provient de HQP et qu'elle est disponible sur les marchés de court terme;
- Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 17 (tableau AQCIE-CIFQ 7);
37. Il est pertinent de souligner que la capacité maximale de puissance en provenance de l'extérieur du marché de New York a déjà été fixé à 400 MW par le Distributeur aux fins de planification du bilan de puissance dans le plan d'approvisionnement 2014-2023 ;
- R-3864-2013, B-0005, p. 29
38. Il est également pertinent de souligner que la fin en 2026-2027 des contrats d'achat d'électricité de base et cyclable (600 MW) et du contrat de Puissance rappelée (400 MW) mèneront à une diminution des engagements de HQP de 1000 MW, ce qui augmentera d'autant la puissance disponible à partir de l'hiver 2027-2028 dans la zone de réglage du Québec. Il est raisonnable d'estimer qu'au moins 50% de cette capacité (500 MW) en puissance sera accessible au Distributeur sur le marché de court terme;
- B-0124, p. 12 ;
 - Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 18 ;

Recommandation #3

En tenant compte de la totalité de la capacité maximale en puissance du marché de court terme de New York (1100 MW) et d'une capacité de la zone de réglage du Québec d'au moins 900 MW à partir de 2027-2028, l'AQCIE et le CIFQ recommandent que la contribution maximale en puissance des marchés en court terme soit fixée à 2000 MW par année à partir de 2027-2028, ce qui viendra diminuer en soi de 900 MW annuellement les besoins d'approvisionnement à long terme en puissance pour les années 2027-2028 et 2028-2029 exprimés actuellement dans le bilan de puissance soumis par le Distributeur (B-0114).

III HILO COMME MOYEN D'APPROVISIONNEMENT EN PUISSANCE

A) LA LEGALITE DU CONTRAT DE SERVICE D'HILO

39. Le contrat de service conclu entre le Distributeur et Hilo le 21 octobre 2019 (B-0042/0058) est un «moyen d'approvisionnement», tel que le reconnaît lui-même le Distributeur en inscrivant l'effacement de puissance qu'il obtiendra en vertu de ce contrat dans l'offre prévue au bilan de puissance du plan d'approvisionnement sous étude ;

- B-0009, p. 18 ;
- B-0024, p. 19 ;
- B-0106, p. 22 ;
- B-0114, p. 5 ;

40. Étant en présence d'un contrat visant la fourniture d'un moyen d'approvisionnement, celui-ci ne devrait-il être assujéti à l'obligation d'un appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01 (ci-après désignée «LRÉ») ? Nous soumettons que oui.

41. La situation est différente que dans le dossier GDP Affaires (R-4041-2018) où le programme de gestion de puissance en cause était plutôt une «offre tarifaire» auprès de sa clientèle, pouvant ou non agir par l'intermédiaire d'un agrégateur. Le programme GDP Affaires n'impliquait pas la conclusion d'un contrat de service entre le Distributeur et un fournisseur de mégawatts effacés ;

- Décision D-2019-164, par. 198 à 200 ;

42. Pour sa part, le contrat de service conclu avec Hilo ne vise pas à instaurer de lien de droit direct entre le Distributeur et la clientèle eu égard à un appui financier de type tarifaire favorisant l'effacement en puissance;

43. L'article 74.1 LRÉ assujéttit les «contrats d'approvisionnement en électricité» à l'obligation d'appel d'offres (sauf exceptions) ;

44. La définition du terme «contrat d'approvisionnement en électricité» est prévue à l'article 2 LRÉ :

««contrat d'approvisionnement en électricité» : contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois».

««fournisseur d'électricité» : quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité» (nous soulignons)

45. En l'espèce le contrat de service conclu avec Hilo vise à acquérir un «volume» de mégawatts d'effacement;

➤ Témoignage de Stéphanie Caron, 8 juillet 2021 aux pp. 57 à 60 ;

46. À ce titre, Hilo devrait être considéré comme un «producteur» ou du moins un «négoçant» qui «fournit de l'électricité», sans adopter une interprétation indûment littérale de la définition de «fournisseur d'électricité» en supposant que cette définition s'applique à la notion de «contrat d'approvisionnement en électricité» ;

47. Rappelons le «*Principe moderne de l'interprétation contextuelle*» formulé par E. Driedger *Construction of Statutes* (2^e éd. 1983), tel que traduit par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *R. McIntosh*, [1995] 1 R.C.S. 686 aux pp. 698-699 et adopté par les tribunaux :

« [Traduction] (...) il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur» (Driedger, p. 87)
(nous soulignons)

48. Driedger ramène ce principe à cinq étapes d'interprétation:

[TRADUCTION]

«1. Il faut interpréter l'ensemble de la loi en fonction de son contexte global pour déterminer l'intention du législateur (la loi selon sa teneur expresse ou implicite), l'objet de la loi (les fins qu'elle poursuit) et l'économie de la loi (les liens entre ses différentes dispositions).

2. Il faut ensuite interpréter les termes des dispositions particulières applicables à l'affaire en cause selon leur sens grammatical et ordinaire, en fonction de l'intention du législateur manifestée dans l'ensemble de la loi, de l'objet de la loi et de son économie. S'ils sont clairs et précis, et conformes à l'intention, à l'objet, à l'économie et à l'ensemble de la loi, l'analyse s'arrête là.

3. Si les termes sont apparemment obscurs ou ambigus, il faut leur donner le sens qui est le plus compatible avec l'intention du législateur, l'objet de la loi et son économie, mais un sens qu'ils peuvent raisonnablement avoir.

4. Si, malgré que les termes soient clairs et sans ambiguïté lorsqu'ils sont interprétés selon leur sens grammatical et ordinaire, il y a discordance dans la loi, avec les lois qualifiées de *pari materia*, ou avec le droit en général, alors il faut donner aux termes un sens inhabituel pouvant entraîner l'harmonie, s'ils peuvent raisonnablement avoir ce sens.

5. Si les termes obscurs, ambigus ou discordants ne peuvent être interprétés objectivement en fonction de l'intention du législateur, de l'objet de la loi ou de son économie, alors il faut leur donner l'interprétation qui paraît la plus raisonnable.» (Driedger, p. 105)
(nous soulignons)

49. En l'espèce, lorsqu'on examine l'article 74.1 LRÉ dans le contexte de la section II du chapitre VI de la LRÉ concernant notamment les obligations du Distributeur (art. 71.1 à 85.1), de même que dans le contexte global de cette Loi, on constate que l'intention du Législateur, ainsi que l'objet et l'économie de cette section, visent à soumettre les contrats d'acquisition de moyens d'approvisionnement à une procédure d'appel d'offres sous la surveillance de la Régie (sauf exceptions décrétées par règlement de la Régie) afin de :
- Accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique;
 - Favoriser l'octroi des approvisionnements au prix le plus bas pour la quantité et les conditions demandées, considérant l'impact des coûts de fourniture basés sur les coûts réels des contrats d'approvisionnement dans la fixation du tarif (art. 52.1 et 52.2 LRÉ) et l'obligation de la Régie de s'assurer que les tarifs sont justes et raisonnables (49 (7°) LRÉ);
 - S'assurer de la stabilité, de la durabilité et de la fiabilité des sources d'approvisionnement ;
50. Il est beaucoup plus logique et cohérent de retenir une interprétation large de l'action de «fournir de l'électricité» définissant un «fournisseur d'électricité», en supposant qu'il s'agit du seul type de fournisseur pouvant être partie à un «contrat d'approvisionnement en électricité», de manière à inclure les entreprises qui fournissent des mégawatts effacés. Cette interprétation donne un sens aux mots «fournir de l'électricité» qui est le plus compatible avec l'intention du législateur, l'objet de la loi et son économie, tout en donnant à ces mots un sens qu'ils peuvent raisonnablement avoir;
51. Rappelons que la Régie a compétence exclusive pour surveiller les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste prix (art. 31(2.1°) LRÉ) ;
52. Soulignons également qu'il serait incongru et contraire à l'économie de la Loi, que les promoteurs d'un projet d'efficacité énergétique soient assujettis à la procédure d'appel d'offres de l'article 74.1 LRÉ (voir le dernier alinéa de cet article), mais que cela ne soit pas le cas de plein droit pour les fournisseurs d'un moyen d'approvisionnement par effacement de puissance ;
53. L'absence d'appel d'offres ayant mené à l'octroi du contrat de services à Hilo suffit en soi pour justifier la Régie d'exclure ce moyen d'approvisionnement du bilan de puissance et de déclarer dès maintenant que la rémunération prévue à ce contrat

ne pourra pas faire partie des revenus requis dans le cadre du prochain dossier de fixation tarifaire ;

Recommandation #4

Il est recommandé que la Régie déclare qu'un contrat de service GDP visant à obtenir un volume d'effacement en puissance est assujéti à la procédure d'appel d'offres selon l'article 74.1 LRÉ et que pour ce motif, le bilan de puissance ne peut identifier Hilo comme moyen fiable d'approvisionnement et la rémunération prévue au contrat de service d'Hilo ne pourra pas faire partie des revenus requis dans le cadre du prochain dossier tarifaire ;

B) LE RECOURS A HILO COMME MOYEN D'APPROVISIONNEMENT EN PUISSANCE

54. Le plan d'approvisionnement soumis à chaque trois années joue un rôle important dans le processus de surveillance des opérations du Distributeur par la Régie visant à s'assurer des approvisionnements en tout temps suffisant selon un juste tarif (art. 31 (2°) et (2.1°) LRÉ). Ce processus permet à la Régie de s'assurer d'une planification à long terme afin que l'acquisition des moyens d'approvisionnement requis se fasse en temps voulu et que ces moyens soient au meilleur prix de manière à ce que les consommateurs paient un juste tarif ;
55. Cette fonction du Plan d'approvisionnement a pris encore davantage d'importance depuis que la fixation du tarif du Distributeur ne se fait désormais qu'à chaque cinq ans ;
56. Dans ce contexte, la Régie a la responsabilité de s'assurer que l'introduction d'une nouvelle source d'approvisionnement soit un choix approprié pour répondre à la demande et que les quantités d'énergie et de puissance qui y sont rattachées respectent le principe d'un juste tarif pour les consommateurs ;
57. Dans le cas du nouveau moyen de gestion de puissance Hilo, cela implique donc d'examiner son coût par rapport au coût évité en approvisionnement de puissance additionnels, ainsi que par rapport au coût d'autres moyens de gestion de puissance qui pourraient être bonifiés ;
58. Tout d'abord, la Régie devra se demander s'il elle doit reconnaître un coût évité pour Hilo qui est calculé différemment de ce qu'elle a retenu à l'égard de l'Option GDP dans le dossier R-4041-2018. Est-ce que la mise à jour des coûts évités produite sous B-0032 répond aux lacunes de preuve que soulevaient la Régie dans sa décision D-2019-164 (par. 217 à 225)? Il s'agit là de deux moyens d'approvisionnement similaires visant un effacement de puissance ;
59. Tel qu'il appert de la comparaison effectuée par l'analyste Paul Paquin avec les appuis financiers versés dans le cadre de l'OÉI et de l'Option GDP, la rémunération versée à Hilo n'est pas justifiée ;

- Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, pp. 27 à 31;
 - Présentation de Paul Paquin, C-AQCIE-CIFQ-029/030, pp. 19 à 20
60. Les quantités de MW effacés en provenance d'Hilo planifiées au bilan de puissance doivent être remplacées par une plus grande bonification des autres moyens de gestion de puissance afin que ces derniers atteignent leur pleine capacité ;
61. Le fait que les consommateurs n'auront pas à assumer la rémunération d'Hilo dans leurs tarifs avant l'année visée par le prochain dossier tarifaire, n'est pas un motif justifiant d'attendre avant d'exiger du Distributeur qu'il s'abstienne d'avoir recours à Hilo dans les conditions actuelles de son contrat de service de 10 ans et ce pour les motifs suivants :
- Il ne faut pas attendre que le programme de gestion de puissance résidentielle d'Hilo soit encore davantage implanté auprès de la clientèle du Distributeur avant de soulever son illégalité (absence d'appel d'offres) et d'exposer Hilo à des réductions de rémunération qui risquent de mettre en péril l'exécution de ses engagements face à la clientèle. Attendre le prochain dossier tarifaire dans ce contexte est susceptible de mettre la Régie devant une situation de fait accompli alors qu'elle peut dès maintenant mitiger les impacts sur la clientèle;
 - Il est important que le Distributeur soit immédiatement avisé que la Régie s'attend à ce qu'en prévision du prochain dossier tarifaire (ou même avant en vertu de l'art. 48.4 LRÉ), il soumette des bonifications aux différents autres moyens de gestion qui n'ont pas encore atteint leur potentiel optimal, si cela est requis pour remplacer la puissance rattachée à Hilo dans le bilan de puissance;
 - D'ici là, le Distributeur bénéficie de différentes alternatives moins coûteuses pour remplacer la puissance qui aurait dû provenir d'Hilo, dont notamment un recours plus important aux autres moyens GDP selon les conditions en vigueur et/ou un plus grand recours au marché de court terme ;

Recommandation #5

L'AQCIE et le CIFQ recommandent que la Régie exige que les quantités de MW effacés en provenance d'Hilo, telles que planifiées au bilan de puissance, soient remplacées par d'autres moyens de gestion de puissance moins coûteux afin qu'ils atteignent leur pleine capacité.

C) L'ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITE DEMANDEE PAR LE DISTRIBUTEUR

62. La demande d'ordonnance de confidentialité quant à la rémunération d'Hilo prévue au contrat de service (B-0056, B-0058, B-0143) est mal fondée considérant que les

bénéfices qui pourraient résulter d'une telle ordonnance sur les intérêts commerciaux du Distributeur et d'Hilo ne l'emportent pas sur les effets préjudiciables sur le droit du public et des consommateurs à la publicité des débats se tenant devant la Régie et à la transparence d'un processus d'approbation qui aura des impacts financiers sur la clientèle du Distributeur :

- Hilo n'a pas allégué être en processus de conclusion d'autres contrats de services pour un service GDP avec d'autres distributeurs d'électricité ;
 - La possibilité pour le Distributeur de conclure des contrats de service GDP avec d'autres entreprises est purement hypothétique et en contradiction avec ses préoccupations exprimées de sécurité et de confidentialité des données de sa clientèle ;
 - Le prix des moyens d'approvisionnement conventionnels sont en général publics :
 - Dossier tarifaire 2019-2020, HDQ, R-4057-2018, B-0017, annexe A, pp. 19 à 22 «*Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux*» ;
 - Demande d'approbation du contrat d'approvisionnement A/O 2015-01, R-3939-2015, B-009, copie du contrat avec HQP incluant le prix aux pp. 11 à 13 ;
63. La demande d'ordonnance de confidentialité quant au coût évité utilisé pour établir la rémunération d'Hilo (B-0057 et B-0060) est également mal fondée considérant que, là aussi, les bénéfices qui pourraient résulter d'une telle ordonnance sur les intérêts commerciaux du Distributeur et d'Hilo ne l'emportent pas sur les effets préjudiciables sur le droit du public et des consommateurs à la publicité des débats se tenant devant la Régie et à la transparence d'un processus d'approbation qui aura des impacts financiers sur la clientèle du Distributeur :
- Les paramètres servant à l'établissement du coût évité d'un service GDP sont déjà tous publics et décrits au complément de preuve B-0032 ;
 - La rémunération d'Hilo est maintenant fixée pour 10 ans dans le cadre d'un contrat de service déjà signé ;
 - La possibilité pour le Distributeur de conclure des contrats de service GDP avec d'autres entreprises est purement hypothétique et en contradiction avec ses préoccupations exprimées de sécurité et de confidentialité des données de sa clientèle ;

Recommandation #6

Il est recommandé que la Régie rejette les demandes d'ordonnance de confidentialité du Distributeur à l'égard des portions caviardées des pièces B-0056, B-0057, B-0058, B-0060 et B-0143.

IV IMPACT DES MOYENS DE GESTION DE PUISSANCE SUR LES BESOINS DE TRANSPORT DU DISTRIBUTEUR

64. Les revenus annuels du Transporteur concernant la charge locale correspondent au tarif annuel du Transporteur multiplié par les besoins des services de transport du Distributeur ;
- R-4096-2019, B-0017, page 6
65. Le Distributeur fournit au Transporteur la prévision des besoins de l'ensemble de ses clients et les besoins indiqués sont ceux prévus avant réduction pour les mesures de gestion de la demande en puissance ;
- R-4057-2018, B-0068, page 16
66. Il est incohérent et inéquitable que le Distributeur, d'une part, prenne en considération les coûts évités de transport dans la détermination du prix des mesures GDP et, d'autre part, paie le Transporteur pour des équipements qui ne seront pas nécessaires à la charge locale en raison de l'implantation de ces mesures.
67. Selon l'évaluation des intervenantes, cela représenterait une diminution de la facture de transport que doit assumer le Distributeur de 11 M\$ en utilisant les données de l'année 2019. À supposer une coïncidence à la pointe de 80% (B-032, p. 9), cela représente alors une diminution de facture de 9 M\$
- Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 5 (Tableau AQCIE-CIFQ 1);
 - Présentation de Paul Paquin, C-AQCIE-CIFQ-029/030, p. 22 ;
68. Il est paradoxal que le Distributeur déclare, en réponse à une question des intervenantes, ne pas réduire ses besoins en puissance communiqués au Transporteur en fonction de l'effacement provenant des moyens GDP puisque *«la quantification de l'impact d'une telle réduction à la source des besoins de transport en puissance est un exercice délicat à réaliser»* tributaire de plusieurs facteurs exposés dans sa mise à jour sur les coûts évités B-32 (pp. 9 et 10), dont la coïncidence entre pointe d'un poste et la pointe en matière d'approvisionnement, alors que pourtant il a évalué à 80% l'impact de ce facteur dans ladite mise à jour et qu'il utilise ce facteur dans ses analyses économiques ;
- B-0042, pp. 3 et 4 ;
69. Dans le cadre du dossier tarifaire 2020 du Transporteur, l'AHQ-ARQ avait demandé que soit retranchée des prévisions de besoin de transport servant à la fixation du

tarif dudit Transporteur, la portion effaçable de la puissance des clients de chaîne de blocs. Le Transporteur avait répondu que c'est le Distributeur et non lui-même qui effectue la prévision de la charge locale pour les fins de détermination des besoins de transport. La Régie avait par conséquent déclaré que le forum approprié pour débattre de cet enjeu est dans un dossier du Distributeur.

➤ R-4096-2019, Décision D-2020-041, pp. 116 à 118 ;

70. Le Distributeur déclare que ses travaux de raffinement de sa méthode d'application des coûts évités de transport et de distribution se poursuivent. Nous comprenons que leurs résultats seront éventuellement présentés à la Régie ;

➤ B-0032, p. 11 ;

➤ B-0042, p. 4 ;

Recommandation #7

Étant donné que les mesures de gestion de la puissance contribuent à réduire les besoins à la source, ce qui permet de réduire les investissements requis sur le réseau de transport, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur tienne compte de cette réduction lorsqu'il fournit au Transporteur ses besoins de transport. D'ici à ce que les travaux de raffinement des coûts évités en transport soient complétés, un pourcentage de 80% devrait être appliqué afin de tenir compte du fait que le profil de charge de tous les postes du réseau de transport n'est pas parfaitement coïncident avec celui de l'ensemble du réseau.

Recommandation #8

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de fixer un échéancier au Distributeur afin de lui présenter les résultats de ses travaux de raffinement des coûts évités en transport et distribution.

V CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

71. Le critère de conception du réseau de transport stipule que le « réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus correspondant 4 000 MW de plus que la pointe de charge normale ;

➤ B-0009, page 33 ;

72. Cette valeur de 4000 MW « *correspond à l'impact de l'aléa global (climatique et prévisionnel) sur les besoins en puissance à la pointe, lorsque deux écarts types sont considérés* » ;

➤ R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 27 ;

73. Par ailleurs, dans un dossier antérieur, le « *Distributeur confirme que le critère répond aux exigences du NPCC.*
- R-3986-2016, B-0031, page 4 ;
74. Or le NPCC définit la condition extrême de la demande comme étant « *Peak load conditions resulting from extreme weather* ». (Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System, page 17) ;
- Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 20;
 - Présentation de Paul Paquin, C-AQCIE-CIFQ-029/030, p. 12 ;
75. Il apparaît donc que le critère du Distributeur est plus sévère que celui du NPCC puisque le Distributeur utilise de l'aléa global (climatique et prévisionnel) alors que celui du NPCC uniquement le facteur climatique ;
76. L'AQCIE et le CIFQ constatent que, sur une période de 17 ans, l'écart maximal entre les besoins réels en puissance à la pointe et la prévision des besoins inscrite au bilan de puissance a été de 3 226 MW, soit une valeur largement inférieure à 4 000 MW ;
- B-0042, page 27, tableau R-13.2 ;
 - Mémoire de l'AQCIE-CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-021/022, p. 20;
77. Tout indique donc que ce critère de conception du réseau de transport est trop exigeant et engendre des coûts additionnels inutiles se répercutant sur la tarification des clients du Distributeur.

Recommandation #9

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de fixer le critère de conception du réseau de transport à une capacité correspondant aux besoins prévus par le scénario de la demande de référence plus 3 226 MW (plutôt que 4000 MW), ce qui correspond à l'écart maximal observé entre les besoins réels et les prévisions du bilan de puissance sur la période 2001-2017.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Laval, le 15 juillet 2021

(S) Dunton Rainville

DUNTON RAINVILLE SENCRL
Procureurs des intervenants AQCIE-
CIFQ