

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No: R-4307-2025

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

(ci-après désignée «HQD» ou
« Distributeur »)

et

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOUMATEURS 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

1. L'AQCIE-CIFQ a formulé ses recommandations dans le cadre de son mémoire et de sa présentation. Notre plaidoirie portera sur certaines des recommandations faites par l'AQCIE-CIFQ dans le présent dossier sur lesquelles nous désirons revenir et apporter un éclairage juridique ;

I LES APPROVISIONNEMENTS PROVENANT D'HYDRO-QUÉBEC

A) LE NOUVEAU CADRE LÉGISLATIF

2. Désormais, suivant l'entrée en vigueur de la *Loi sur la gouvernance responsable*, l'article 52.2 LRÉ ne prévoit plus que les coûts de fourniture de l'électricité extra-patrimoniale devant être pris en compte dans l'établissement des revenus requis du Distributeur soient en totalité le coût «réel» de l'ensemble de ces approvisionnements. En effet, en vertu du nouveau sous-paragraphe b) du paragraphe 2° du premier alinéa de l'article 52.2. LRÉ, pour les approvisionnements extra-patrimoniaux ne provenant pas d'un contrat d'approvisionnement conclu avec Hydro-Québec (donc qui ne sont pas visés par les articles 74.1 et 74.2 LRÉ), la Régie doit établir leurs coûts «*de manière à ce qu'ils reflètent ceux du marché pour des produits ou services comparables*»;
3. Tous les contrats d'approvisionnement entre le Distributeur et le Producteur en vigueur au 6 juin 2025 ont d'ailleurs pris fin à cette date (art. 170 de la *Loi sur la gouvernance responsable*);
4. Ceci dit, le coût de tout approvisionnement en électricité qui était prévu dans un tel contrat avec le Producteur est celui qui était prévu à ce contrat pour sa durée non écoulée (art. 170 de la *Loi sur la gouvernance responsable*);
5. Se pose donc la question de ce qui constitue les «*coûts du marché pour des produits et services comparables*» pour les approvisionnements provenant d'Hydro-Québec au sens du sous-paragraphe b) du paragraphe 2° du premier alinéa de l'article 52.2 LRÉ;
6. En toute logique, lorsque la Régie doit établir un coût pour les approvisionnements en provenance d'Hydro-Québec qui reflète le coût du marché, ce coût doit être déterminé en fonction du marché tel qu'il se présente au Distributeur dans son obligation d'assurer par tout moyen les approvisionnements requis pour la satisfaction des besoins des Québécois en électricité excédant l'électricité patrimoniale (art. 74.1 LRÉ) et dans l'obligation d'Hydro-Québec comme société d'État d'assurer au meilleur coût la satisfaction des besoins globaux des Québécois en électricité (art. 22 LHQ);

B) LES APPROVISIONNEMENTS DE COURT TERME PROVENANT D'HYDRO-QUÉBEC

7. Dans sa preuve, le Distributeur indique qu'il aura désormais recours en totalité à des approvisionnements en provenance d'Hydro-Québec pour ses approvisionnements de court terme (B-0027, p. 10, lignes 17 à 19);
8. Dans un tel contexte, quel doit être le coût du marché pour les approvisionnements de court terme du Distributeur pour le cycle 2026-2028?

9. Lorsqu'on consulte les rapports annuels du Distributeur, on constate qu'en moyenne, 75,1% du volume d'achats d'électricité de court terme de 2019 à 2024 s'est fait au moyen de transactions bilatérales;

➤ Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 18 et 19;

10. Au dernier rapport annuel du Distributeur disponible, soit 2024, on constate que 97% du volume d'électricité ayant fait l'objet d'achats de court terme s'est fait au moyen de transactions bilatérales, représentant 20 des 23 transactions conclues à cette fin pour 98% du coût associé à ces transactions;

➤ R-9001-2024, B-0007, p. 10-13 :

«Compte tenu de sa capacité et de sa flexibilité de production, le Producteur est plus enclin que les autres fournisseurs à offrir des quantités importantes et à moduler son offre à des prix concurrentiels. Ainsi, chaque transaction effectuée auprès du Producteur affichait un prix inférieur tant à ceux des offres des autres contreparties qu'aux prix anticipés sur les bourses énergétiques accessibles.» (R-9001-2024, B-0007, p.13)

11. Tel qu'il appert du témoignage de Charles-David Franche d'Hydro-Québec, un achat par transaction bilatérale et un achat sur la bourse énergétique sont deux produits différents qui ne sont pas tout à fait comparables (A-39, p. 160-162) :

(...) Alors, pouvez-vous nous expliquer pourquoi les coûts des transactions bilatérales de court terme sont plus bas que les coûts de transaction sur la bourse énergétique?

M. CHARLES-DAVID FRANCHE :

*R. Oui, effectivement, on observe une différence entre le coût des transactions bilatérales et de bourse énergétique, **parce que ces produits-là ne sont pas tout à fait comparables**, dans le sens où les transactions bilatérales, souvent, sont un produit qui est de façon «designé» pour... on va venir mousser un peu les offres qu'on peut avoir sur les marchés de ces transactions bilatérales là. Donc, des transactions bilatérales sont faites avec des personnes ou des contreparties de façon plus précise.*

*Donc souvent, quand on va venir magasiner ces transactions-là, on va faire **des transactions qui ont des profils un peu différents**, donc souvent plus uniformes ou, je vais dire, « flat » sur les heures qu'on va venir rechercher, donc, justement, **pour favoriser la compétition**, avoir plus de soumissionnaires potentiels pour ces quantités-là. Tandis que **les transactions en bourse énergétique, ceux-là vont venir souvent combler les besoins excédentaires qu'on n'a pas pu combler avec les***

transactions bilatérales, donc, à des heures probablement surpondérées en pointe, comparativement aux transactions bilatérales qu'on observe ici.

Et puis aussi, l'autre partie qu'on voit, c'est qu'il y a beaucoup de transactions qui sont faites avec le producteur, donc avec un producteur qui est à l'intérieur de la zone du Québec. Donc, il y a certaines économies aussi qu'on va venir quand on va venir quantifier les offres, souvent cette offre-là va être meilleure qu'un prix égal sur le réseau voisin, parce qu'il n'y a pas de... il y a moins de frais de transaction, justement, vu qu'il n'y a pas de frais de sortie de marché ou de frais pour venir compenser les gaz à effet de serre dans cette transaction-là.

(nous mettons l'emphase)

12. M. Charles-David Franche confirme qu'un distributeur d'électricité, lorsqu'il fait des achats de court terme, a recours à une combinaison de ces deux produits (A-0039, p. 162-164):

«Q. [140] Donc, quand vous nous dites « Ce n'est pas des produits comparables », donc je dois comprendre, donc que c'est un produit différent, une transaction bilatérale, on peut dire que c'est un produit différent d'une transaction de bourse énergétique et que dans le fond le Distributeur utilise une combinaison de ces deux produits-là historiquement de deux mille dix-neuf (2019) à deux mille vingt-quatre (2024).

R. Effectivement, une combinaison des deux produits qui vont venir remplir les besoins. Le produit est semblable, toutefois le profil est différent. Pour être un peu plus précis.» (nous mettons l'emphase)

13. Alors que la méthode que propose le Distributeur afin de déterminer le prix du marché pour les achats de court terme ne tient pas compte du prix des transactions bilatérales, M. Franche reconnaît pourtant qu'un distributeur d'électricité type, lorsqu'il fait des achats de court terme, à recours à une combinaison de ces deux produits (A-0039, p. 163-164):

Q. [142] Sauf qu'êtes-vous d'accord avec moi qu'un distributeur d'électricité quel qu'il soit dans sa pratique il... lorsqu'il fait des achats de court terme, il fait ce qu'Hydro-Québec fait normalement, c'est-à-dire il magasine une combinaison de transactions bilatérales et une combinaison de transactions bourse énergétique? Si je parle du distributeur type.

R. Effectivement, historiquement, c'est ce qu'on faisait.

(nous mettons l'emphase)

14. Ainsi, un distributeur d'électricité type aura recours à une combinaison de ces deux produits, c'est-à-dire de l'électricité de court terme pouvant être acquise par transactions bilatérale et de l'électricité de court terme pouvant être acquise sur la bourse énergétique;
15. Il faut donc déterminer quel sera le prix du marché pour de l'électricité de court terme acquise par transaction bilatérale et le prix de marché pour de l'électricité acquise sur la bourse énergétique et prévoir une répartition entre ces deux produits;
16. L'AQCIE-CIFQ propose de se baser sur l'expérience des dernières années (2019-2024), où on observe que 75,1% du volume d'électricité de court terme a été acquis au moyen de transactions bilatérales et 24,9% en ayant recours à la bourse énergétique;
 - Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 18-19;
 - Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 14 et 16;
17. Pour le prix du marché des transactions bilatérales (75,1% de 2 TWh en 2026, de 1,7 TWh en 2027 et de 2,4 TWh en 2028 : B-0027, p. 6), l'AQCIE-CIFQ recommande d'utiliser le prix d'énergie cyclable que propose le Distributeur pour le cycle tarifaire 2026-2028, soit 56,80\$/MWh (2025), qui, pour un produit présentant des analogies avec une transaction bilatérale de court terme, est justement semblable à la moyenne des prix des transactions bilatérales de court terme observés pour la période 2019-2024 (54,96\$/MWh);
 - Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 18-19;
 - Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 14-16;
 - Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité (livraisons cyclables – 250 MW), C-AQCIE-CIFQ-0018, art. 2.1.2 et 2.1.3;
18. Pour le prix du marché de la bourse énergétique (24,9% de 2 TWh en 2026, de 1,7 TWh en 2027 et de 2,4 TWh en 2028 : B-0027, p. 6), l'AQCIE-CIFQ recommande d'utiliser le prix provenant des données de l'ICE, excluant les frais de sortie et les frais de courtage et en prenant en compte le prix du marché le plus bas sur une base horaire ;
 - Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 16;
19. La Régie sera ainsi à même de constater que cette combinaison de prix de marché de ces deux produits représente au total, avant même d'avoir optimisé le prix horaire en fonction du prix le plus bas entre le marché de l'Ontario et celui de New York (B-0134), un potentiel de réduction globale des achats de court terme de 67,9 M\$ en 2026, 49,1 M\$ en 2027 et de 57,6 M\$ en 2028 ;

- Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 12-16;
- Prévvision 2026-2028 du prix horaire par marché de ICE, B-0134;

C) LES APPROVISIONNEMENTS DE LONG TERME PROVENANT D'HYDRO-QUÉBEC

20. Durant le cycle tarifaire 2026-2028, il y a trois contrats d'approvisionnement de long terme avec Hydro-Québec qui seraient venus à échéance avant le 31 décembre 2028 si cela n'avait été de leur terminaison au 6 juin 2025 par l'effet de l'article 170 de la *Loi sur la gouvernance responsable* (B-0027, annexes B, C et D);
21. Pour chacun de ces contrats, pour la période du cycle tarifaire 2026-2028 postérieure à la date qui aurait constitué leur échéance n'eut été de leur terminaison au 6 juin 2025, puisque le Distributeur n'entend pas remplacer ces approvisionnements par des contrats conclus avec des tiers fournisseurs, leurs coûts doivent donc alors être évalués pour cette période de manière à refléter ceux du marché pour un produit ou services comparables (art. 52 (1)(1°)(b) LRÉ);
22. Il faut donc tout d'abord que la Régie détermine, pour les périodes du cycle tarifaire non couvertes par chacun de ces contrats terminés, quels doivent être pour l'approvisionnement correspondant à chacun de ces contrats, les modalités optimales de l'approvisionnement approprié, pour ensuite de déterminer un coût reflétant celui du marché pour chaque produit correspondant;
23. En ce qui concerne d'abord le **service d'intégration éolienne** dont l'échéance qui était prévue au contrat est déjà expirée depuis le 31 août 2025 (B-0027, p. 7 et annexe B), le Distributeur propose d'appliquer les mêmes modalités que celles prévues au contrat;
24. L'AQCIE-CIFQ considère que le produit comparable devant servir de référence pour fixer le prix du marché de cet approvisionnement durant le cycle tarifaire ne devrait pas exiger de retours d'énergie pour les mois d'avril à novembre de chaque année (le Distributeur propose comme modalité d'approvisionnement pour cette période des retours d'énergie de 30% de la puissance installée);
 - Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 12;
 - Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 5-6;
 - Témoignage de Paul Paquin, notes sténographiques du 15 janvier 2026, p. 158-160;
25. Cette exigence empêche inutilement l'optimisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale pour les années 2026 (1,4 TWh) et 2027 (0,2 TWh);
 - Bilan d'énergie 2026-2035 dans l'État d'avancement 2025, p. 20;

26. L'AQCIE-CIFQ considère que cette modalité pour cet approvisionnement offre un potentiel de réduction du prix des approvisionnements pouvant aller jusqu'à 32,34M\$ en 2026 et 4,7M\$ en 2027, basé sur l'écart de prix entre l'électricité de l'approvisionnement Cyclable et l'électricité patrimoniale, appliqué aux quantités inutilisées d'électricité patrimoniale que le Distributeur identifie pour ces deux années dans le bilan d'énergie de son État d'avancement 2025;
- Prix de l'approvisionnement Cyclable en 2026 : 59,70\$/MWh et en 2027 : 60,90\$/ MWh (B-0027, p. 16 indexé à 2% par année);
 - Prix de l'électricité patrimoniale en 2026 :36,60\$/MWh (B-0028, p. 14) et en 2027 : 37,40\$/MWh (B-0029, p. 13);
 - Électricité patrimoniale inutilisée en 2026 (1,4 TWh) et 2027 (0,2 TWh) (Bilan d'énergie 2026-2035 dans l'État d'avancement 2025, p. 20);
27. En ce qui concerne **les contrats Base (350 MW) et Cyclable (250 MW)** dont l'échéance était prévue le 28 février (B-0027, p. 8 et annexe C), le Distributeur propose leur remplacement par un approvisionnement de 600 MW ayant des modalités similaires à celles dudit contrat Cyclable;
28. L'AQCIE-CIFQ considère que le remplacement, à partir du 1^{er} mars 2027, des approvisionnements provenant de ces contrats par un approvisionnement entièrement Cyclable de 600 MW n'est pas une détermination appropriée et optimale du produit devant être utilisé à partir du 1^{er} mars 2027 afin de fixer le prix du marché d'un produit comparable;
29. L'AQCIE-CIFQ considère que les prévisions de puissance permettent pour l'année 2027 (mars à décembre) une contribution en 2027 de 100 MW de Base et de 500 MW de Cyclable et permettent pour 2028 un approvisionnement qui serait une combinaison de Base et de Cyclable selon la même répartition qu'actuellement (350 MW de Base et 250 MW de Cyclable);
30. L'AQCIE-CIFQ a démontré dans sa preuve que ces combinaisons offrent un coût d'approvisionnement plus bas que celui d'un produit d'approvisionnement entièrement cyclable de 600 MW soumis par le Distributeur pour ces périodes;
- Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 14-15;
 - Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 8-9;
31. Par conséquent, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'utiliser, respectivement pour la période du 1^{er} mars au 31 décembre 2027 et pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2028, les combinaisons de Base et Cyclable précitées d'approvisionnement de 600 MW, sur la base des prix des contrats avec Hydro-Québec qui seraient venus à échéance le 28 février 2027, en appliquant une indexation de 2%;
- Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 13 et 15;

- Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 9;
32. Cela représente une réduction des coûts d’approvisionnement de 2,8 M\$ en 2027 et de 18,3 M\$ en 2028;
- Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 8-9;
33. Finalement, en ce qui concerne les **conventions d’énergie différée associées aux contrats Base et Cyclable** dont l’échéance était prévue à la fin de l’hiver 2026-2027 (B-0027, p. 17 et annexe C), le Distributeur propose la mise en place d’un approvisionnement en base hivernale atteignant une puissance de 1 000 MW et produisant 1,9 TWh d’énergie en 2028 selon les prix indexés du contrat Cyclable précité;
34. Selon l’AQCIE-CIFQ, les caractéristiques de livraison requises pour cet approvisionnement s’apparentent davantage à un approvisionnement Base qu’à un approvisionnement Cyclable et recommande en conséquence que le prix de puissance et le prix de l’énergie pour cet approvisionnement, pour la période du 1^{er} décembre 2027 au 31 décembre 2028, soient ceux du contrat Base de 350 MW indexés à l’année 2025 ;
- Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 15-16;
 - Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 10-11;
35. Cela représente une diminution des revenus requis de 3,5 M\$ en 2027 et de 23 M\$ en 2028;
- Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 11;

D) POTENTIEL DE RÉDUCTION TOTALE DU COÛT D’ACHAT D’ÉLECTRICITÉ EN PROVENANCE D’HYDRO-QUÉBEC EN APPLIQUANT LE BON COÛT DU MARCHÉ AU BON PRODUIT COMPARABLE

36. Ainsi, au total, l’utilisation d’un prix de marché adéquat pour les bons produits d’approvisionnement d’électricité devant servir de comparables pour la détermination des coûts des approvisionnements qui seront fournis par Hydro-Québec durant le cycle tarifaire 2026-2028 représente potentiellement une réduction de 259,24 M\$¹ des revenus additionnels requis totaux demandés (1767,1M\$), ce qui représente 14,7% desdits revenus additionnels requis ;
- B-0060, p. 10, tableau A-1, ligne 19;
37. Sur la base des revenus additionnels requis suivant les ajustements faits par le Distributeur afin de tenir compte de l’impact des décisions D-2025-114 et D-2025-

¹ Voir l’addition des montants de réduction mentionnés aux paragraphes 19, 26, 32 et 35.

124, cette réduction potentielle de 259,24 M\$, sur les revenus additionnels requis totaux ainsi ajustés de 1658 M\$, représente 15,6% desdits revenus additionnels requis (sans cependant tenir compte du mécanisme de lissage);

➤ B-0167, p. 5, tableau E-10C, ligne 18;

E) MISE EN GARDE RELATIVEMENT À L'ALLÉGATION DU DISTRIBUTEUR QUANT À LA «FIN DE LA SÉPARATION FONCTIONNELLE»

38. Dans sa pièce intitulée «*Approvisionnements en électricité*» (B-0027, p. 5, lignes 16 à 19), le Distributeur affirme :

«Les modifications apportées par la Loi sur la gouvernance responsable confèrent à Hydro Québec la flexibilité nécessaire pour respecter sa mission. Pour ce faire, Hydro-Québec doit assurer par tout moyen les approvisionnements requis pour la satisfaction des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale. Il revient donc au Distributeur de déterminer la stratégie optimale pour atteindre la cible. En parallèle, la Loi sur la gouvernance responsable est venue modifier l'article 2 de la LRÉ en faisant disparaître la présomption permettant des contrats entre Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur ») et le Distributeur, mettant ainsi fin à la séparation fonctionnelle qui existait.»

(nous soulignons)

39. Nous recommandons à la Régie de ne pas adhérer à une telle formulation ayant une portée beaucoup trop large;

40. Ce que visait la suppression de la première phrase du deuxième alinéa de l'article 2 LRÉ (art. 18 de la *Loi sur la gouvernance responsable*) était la fin de la présomption légale voulant qu'une fourniture d'électricité par Hydro-Québec au Distributeur soit réputée aux fins de cette Loi être un «contrat d'approvisionnement», ce qui visait initialement à rendre applicable à ces approvisionnements le processus d'appel d'offres visant à garantir le meilleur prix, de manière à assurer une meilleure concurrence dans la fourniture d'électricité et un traitement équitable et impartial entre les fournisseurs (art. 2 et 27, L.Q. 2000, c. 22);

41. L'expression de «séparation fonctionnelle» a plutôt été développée pour désigner un principe encore plus fondamental que celui du traitement d'Hydro-Québec comme les autres fournisseurs.

42. Ce principe prend également sa source des modifications apportées à la LRÉ par la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions réglementaires*, L.Q. 2000, chapitre 22) mais vise d'abord et avant tout à s'assurer

que les mesures soient prises afin que les coûts de prestation de service qui sont soumis à la Régie aux fins de fixer les tarifs de transport et ceux soumis afin de fixer les tarifs de distribution correspondent bien respectivement aux revenus requis, respectivement par le Transporteur et le Distributeur, pour fournir le service de transport et le service de distribution d'électricité, sans risque qu'il n'y ait d'interfinancement entre ces secteurs d'activités d'Hydro-Québec, ni avec d'autres activités non réglementées, incluant le Producteur;

43. Cette séparation fonctionnelle est d'ailleurs requise notamment afin de permettre à Hydro-Québec d'exporter sur les marchés nord-américains en respectant les exigences du *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC);
44. Rappelons ce que disait la Régie dans sa première décision tarifaire suivant l'entrée en vigueur de cette loi modificatrice de 2000 :
 - R-3401-98 (premier dossier tarifaire du Transporteur), décision D-2002-95, (dont la décision d'imposer un code de conduite a été confirmée en révision par D-2003-49)

Aux pp. 21 et 22:

« En vertu de la Loi, la Régie réglemente une partie seulement des activités d'Hydro-Québec. En effet, la Loi définit le transporteur comme étant Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité et c'est pour cette dernière que la Régie a, notamment, compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée. »

L'application de la Loi requiert donc, selon la Régie, que les activités d'Hydro-Québec soient séparées et classées selon leur nature entre activités réglementées et non réglementées.

La « Politique énergétique » mentionne aussi : « Hydro-Québec devra dorénavant distinguer clairement ses activités réglementées de celles qui ne le sont pas. »

Hydro-Québec n'ayant jamais été réglementée par la Régie en tant qu'entreprise intégrée d'électricité, l'exercice d'identification et de séparation des activités du transporteur est donc important, voire fondamental, puisqu'il détermine dès le début de la période de réglementation les bases d'établissement d'un tarif juste et raisonnable pour le transport et, par la suite, pour les tarifs du distributeur.

Dans sa décision D-99-120, la Régie mentionnait :

« Le partage des risques et des coûts entre les activités réglementées et non réglementées est une problématique au cœur même de la régulation »

économique. La Régie retient comme principe que ce partage doit se faire de façon neutre et équitable envers la clientèle réglementée et que cette dernière ne doit pas être pénalisée par les activités non réglementées d'Hydro-Québec. »

L'un des buts poursuivi (sic.) par la Régie est de protéger la clientèle du service réglementé des risques d'interfinancement. Tout interfinancement entre services réglementés et non réglementés signifie que la clientèle du service réglementé paie pour des charges reliées aux services non réglementés ou qu'elle encourt des charges trop élevées pour les services reçus des entités non réglementées par rapport à la valeur de services comparables dans le marché. L'interfinancement peut aussi signifier que la clientèle est privée de revenus auxquels elle aurait droit sur la vente de produits ou de services à des entités non réglementées. La Régie tient donc à s'assurer que des règles claires soient établies pour éviter les diverses possibilités d'interfinancement.

La Régie vise aussi à ce que des règles claires encadrent les comportements du transporteur de telle sorte que ce dernier agisse de façon non discriminatoire envers l'ensemble de sa clientèle.

La séparation et l'identification des activités réglementées et non réglementées doit, selon la Régie, se faire en plusieurs étapes, soit :

- la séparation fonctionnelle: l'étude de la structure organisationnelle et de ses implications;
- le code de conduite (voir section 2.2) en ce qui concerne les comportements et l'établissement de règles de fonctionnement portant sur les relations entre le transporteur et ses affiliés, soit les filiales d'Hydro-Québec, les autres divisions et entités d'Hydro-Québec et de TransÉnergie;
- la définition des activités de transport réglementées (voir section 2.3) afin de bien identifier quelles sont les activités sur lesquelles la Régie a juridiction;
- la politique de prix de cession (voir section 2.4);
- la définition et l'application en continu d'un système de gestion de l'information non discriminatoire relatif à la commercialisation et à l'utilisation des capacités de transport (voir section 10.1).»

(nous soulignons)

À la page 36 :

«La séparation fonctionnelle découle du texte de la Loi. En effet, l'article 2 de la Loi définit le transporteur d'électricité comme étant Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité. Ce même article définit aussi le distributeur d'électricité comme étant Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.

En conséquence, la Régie considère qu'une séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec est un outil essentiel pour assurer la réglementation du transporteur. **La Régie demande au transporteur de se rapprocher le plus possible du concept d'entreprise autonome distincte et de ne conserver, à titre de services intégrés, que les seuls services pour lesquels des économies d'échelle et/ou des économies de gamme sont possibles.** La Régie s'attend à ce que le transporteur traite aussi les affiliés comme s'ils étaient des tiers.

La tâche de la Régie est de mettre en place les outils réglementaires assurant l'efficacité de la séparation fonctionnelle, de manière à protéger la clientèle du service réglementé contre les risques d'interfinancement, et à permettre un accès non discriminatoire aux services. Les outils privilégiés sont le code de conduite, le système OASIS et une procédure d'examen des plaintes. À ces outils, s'ajouteront les tarifs et conditions de service applicables aux services offerts, tel que discuté à la section 11.»

(nous soulignons)

- Principes reconfirmés dans le dossier tarifaire 2017 du Transporteur, R-3981-2016 par la décision D-2017-128 aux par. 64 et 66;
45. Cette consécration législative du principe de séparation fonctionnelle vise donc notamment à protéger les consommateurs contre les risques d'interfinancement entre les entités d'Hydro-Québec;
- D-2002-95, p. 36 dont la décision d'imposer un code de conduite a été confirmée en révision par D-2003-49;
 - D-2017-128 au par. 67;
46. Il est important de souligner que les dispositions de la LRÉ prévoyant qu'il faut traiter distinctement, respectivement les revenus requis du Transporteur pour les fins d'établissement des tarifs de transport et les revenus requis du Distributeur pour les fins d'établissement des tarifs de distribution, n'ont pas fait l'objet d'amendements depuis 2000 et n'ont pas été remis en question par les amendements apportés par la *Loi sur la gouvernance responsable*;
47. Notons également que la réorganisation administrative d'Hydro-Québec - faite en 2022 autour du concept d'«*Une Hydro*», passant d'une structure comptable basée sur des rubriques de coût par secteur d'activités (Producteur, Transporteur, Distributeur, Construction) à une nouvelle structure basée sur une comptabilité par activité transversale pour l'ensemble de l'entreprise - s'est faite dans le cadre législatif applicable depuis 2000;

48. Il n'y a eu aucune modification législative visant à adapter la *Loi sur la Régie de l'Énergie* («LRÉ») à cette réorganisation d'Hydro-Québec qui ne peut avoir préséance et doit respecter les prescriptions de cette loi;
49. Ainsi, il serait erroné d'affirmer que la réorganisation «*Une Hydro*» pourrait correspondre à la fin du principe de «séparation fonctionnelle» découlant toujours des dispositions de la LRÉ telles que modifiées en 2000;
50. La question de l'impact de cette réorganisation sur le respect des dispositions des Codes de conduite du Transporteur et du Distributeur devait d'ailleurs être initialement étudiée par la formation dans le dossier R-4270-2024 (D-2025-021) et qui a été reportée à un dossier ultérieur (D-2025-072) devant être traité et terminé avant le début du prochain cycle tarifaire vu l'importance de l'enjeu (D-2025-087, par. 49-50);
51. Il faut donc éviter de soulever toute confusion en affirmant, comme le fait le Distributeur dans sa pièce B-0027, que le fait que la LRÉ ne considère plus qu'une fourniture d'électricité en provenance d'Hydro-Québec soit réputée être un contrat d'approvisionnement vient mettre fin à la «séparation fonctionnelle». Le principe de «séparation fonctionnelle» vise une obligation bien plus importante qui n'est aucunement remise en question par la *Loi sur la gouvernance responsable*, soit la mise en place des mesure permettant de s'assurer qu'il n'y a pas d'interfinancement entre chacune des activités réglementées, ni avec les autres activités d'Hydro-Québec;

II LA PRÉVISION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS

52. L'AQCIE-CIFQ observe que le nombre d'abonnements indiqué par le Distributeur dans ses prévisions pour chaque catégorie de tarif est identique pour les années 2026, 2027 et 2028 ;
 - Tableaux 11 «Valeurs absolues servant au calcul des facteurs de répartition» des pièces B-0028, B-0029 et B-0030 ;
 - Tableaux A-3, A-4 et A-5 «Revenus prévus (...) avant et après hausse tarifaire» de la pièce B-0060 ;
53. En supposant que l'évolution du nombre d'abonnements de chaque catégorie de clients n'a pas d'impact sur la répartition du coût de service, comme l'affirme le Distributeur dans sa réponse à l'engagement n° 25 (B-0166) produite après l'administration de la preuve de l'AQCIE-CIFQ, HQD ne peut cependant certainement pas nier qu'il s'agit d'un facteur important dans la détermination de la prévision de la demande;

54. Le Distributeur admet lui-même faire des prévisions du nombre d'abonnements afin de prévoir l'évaluation des ventes pour la catégorie tarifaire la plus importante, c'est-à-dire la catégorie de consommateurs domestiques;
- B-0159, p. 6, lignes 2-3 reconnaissant que la croissance des ventes au secteur Résidentiel est principalement tributaire de l'augmentation du nombre d'abonnements reflétée par les mises en chantier de nouvelles unités de logement qui ont un «impact déterminant» sur la croissance des ventes;
 - La réponse à l'engagement n° 25 du Distributeur (B-0166) où celui-ci indique qu'il ne dispose pas de prévisions sur l'évolution du nombre d'abonnements «autres que pour le secteur résidentiel»;
55. Il est donc incohérent pour le Distributeur de ne pas indiquer dans la preuve qu'il dépose dans le cadre d'une demande de révision tarifaire, la prévision de l'évolution du nombre d'abonnements par catégorie de clients pour chaque année du cycle tarifaire de trois ans, puisque qu'il reconnaît, ne serait-ce que pour la catégorie de clients la plus importante que constitue la catégorie domestique, que ce nombre d'abonnements est un facteur déterminant dans l'évaluation de la croissance des ventes et donc pour sa prévision de la demande pour les trois années d'un cycle tarifaire ;
56. On peut, par ailleurs, raisonnablement affirmer que l'évolution du nombre d'abonnements pour les autres catégories de clients est également un facteur important dans la prévision de la demande associée à ces autres catégories;
57. Ainsi, l'AQCIE-CIFQ maintient sa demande à la Régie d'ordonner au Distributeur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, d'indiquer ses prévisions pour le nombre d'abonnements de chaque catégorie de clients, pour chaque année témoin;

III LE MÉCANISME DE LISSAGE

58. Lors de notre contre-interrogatoire du panel #1 du Distributeur, nous avons demandé de nous expliquer pourquoi, alors que les revenus requis totaux qui seront perçus durant les trois années du cycle tarifaire étaient pratiquement les mêmes avant et après le lissage (à 200K\$ près), le mécanisme de lissage proposé impliquait une augmentation des revenus additionnels requis totaux de 23 M\$ pour un déplacement de revenus requis de pourtant seulement 20,3 M\$ à partir des années 2026 et 2027 vers l'année 2028;
- Augmentation des revenus additionnels requis totaux de 23 M\$: B-0097 : p. 7, ligne 8 vs. p. 8, ligne 14;
 - Déplacement de revenus requis de 20,3 M\$: Pièce B-0097, p. 8, ligne 16;

59. La réponse fournie par monsieur Luc Dubé n'a pas permis de clarifier cette incongruité;
- A-0039, p. 194-201;
60. Or, la ligne qui a un impact direct sur l'augmentation des tarifs pour les consommateurs est la ligne concernant les «Revenus additionnels requis» pour chaque année du cycle tarifaire;
- Pièce B-0097 : p. 7, ligne 8 et p. 8, ligne 14;
61. L'écart entre les revenus additionnels avant et après lissage est de 23 M\$, ce qui est bien plus que ce que peut représenter le coût de financement de ce montant durant le cycle tarifaire (environ 2 M\$ selon l'AQCIE-CIFQ);
- Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 23;
 - Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 19;
62. On voit également une telle dichotomie dans la réponse à l'engagement numéro 10 du Distributeur, au tableau E-10L (p.5 de B-0167), où le mécanisme de lissage proposé implique une augmentation des revenus additionnels requis totaux de 103,5 M\$ pour un déplacement de revenus requis de pourtant de 85,2 M\$ à partir de l'année 2026 vers les années 2027 et 2028;
- Augmentation des revenus additionnels requis totaux de 103,5 M\$: B-0167, p. 5 : ligne 14 vs. ligne 26;
 - Déplacement de revenus requis de 85,2 M\$: Pièce B-0167, p. 5 : ligne 28;
63. Le témoin Luc Dubé a témoigné ce matin que le mécanisme de lissage proposé n'inclut aucun coût de financement et vise donc à reporter tout simplement certains revenus requis en début de cycle tarifaire vers la fin de ce cycle;
64. Dans ce contexte, l'AQCIE-CIFQ demande donc à ce que le taux d'augmentation uniforme des tarifs non domestiques pour chaque année du cycle tarifaire 2026-2028 soit établi de manière à ce que les revenus additionnels requis totaux soit les mêmes avant et après lissage;

IV LES COÛTS ÉVITÉS D'APPROVISIONNEMENT D'ÉNERGIE DE LONG TERME

65. À une réponse à une question de la demande de renseignements de l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur a confirmé clairement et sans aucune équivoque que le signal de coût évité d'énergie de long terme de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) qu'il soumet dans le présent dossier comprend une composante associée à une garantie de puissance ;
- B-0012, p. 5 identifiant le signal de coût évité d'énergie de long terme;

- B-0084, p. 26 confirmant que ce signal comprend une composante associée à une garantie de puissance;
66. Lors du contre-interrogatoire du panel #2, alors que l'AQCIE-CIFQ demandait d'expliquer pourquoi on appliquait à des mesures d'économie d'énergie un coût évité de long terme de 12 ¢/kWh comportant une composante associée à une garantie de puissance, monsieur Jean-Pierre Croteau n'a pas répondu à cette question et s'est contenté de répéter qu'à l'égard des programmes ayant uniquement un impact en énergie, les tests économiques sont effectués en appliquant uniquement le coût évité d'énergie de long terme de 12 ¢/kWh;
- Témoignage de M. Jean-Pierre Croteau, A-0044, p. 219-229 ;
67. L'inclusion d'un coût pour assurer une garantie de puissance dans le signal de coût évité d'énergie de long terme de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) est incompatible avec un coût devant servir à évaluer l'impact économique de mesures ne visant que des économies d'énergie ;
68. L'utilisation de ce coût évité d'énergie de long terme est également incompatible avec l'évaluation des programmes visant à la fois des économies d'énergie et une diminution de la puissance puisque dans ce cas, l'attribution en même temps d'un coût évité d'énergie de long terme, qui inclut une composante de puissance garantie, et d'un coût évité de puissance, a comme résultat de compter deux fois les économies de puissance ;
69. En conséquence, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur enlève toute composante de coût de puissance dans le signal de coût évité de long terme de l'énergie et à défaut de connaître la composante de prix pour la garantie de puissance que le Producteur a inclus dans le prix pour les Retours d'énergie, l'AQCIE-CIFQ recommande d'utiliser un signal de prix de 10,0 ¢/kWh (\$ 2026) pour de l'énergie de long terme ;
- Mémoire AQCIE-CIFQ-0012, p. 28;
 - Présentation AQCIE-CIFQ-0019, p. 21;

V LA PRÉSENTATION DES DONNÉES DANS LE CADRE DES PROCHAINES DEMANDES DE RÉVISION TARIFAIRE

70. Le Distributeur s'est déclaré d'accord avec la recommandation de l'AQCIE-CIFQ faite dans le dossier R-4306-2025 d'énoncer un nouveau principe relatif à la présentation des données dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur afin que celui-ci présente les données des années témoins projetées supportées au minimum par la présentation de deux années historiques composées de données réelles, et d'une année de base, comprenant à la fois des données réelles et projetées ;

➤ Témoignage de M. Stéphane Verret, A-0044, p. 17 ;

71. Par ailleurs, tel qu'exprimé dans son mémoire et sa présentation, l'AQCIE-CIFQ demande également d'envisager de présenter dans une demande de révision tarifaire les données réelles correspondant à l'année de base du dossier de révision tarifaire précédent;

➤ Mémoire C-AQCIE-CIFQ-0012, p. 29;

➤ Présentation C-AQCIE-CIFQ-0019, p. 22

72. En effet, puisque les données de l'année de base d'une demande de révision tarifaire, comme par exemple l'année 2025 dans le présent dossier, ne sont pas basées en totalité sur les données réelles, il est important, pour pouvoir avoir accès à un historique des données réelles pour l'ensemble des années couvertes par les différentes demandes tarifaires, de s'assurer que les données réelles de cette année-là (qui sera ainsi une troisième année historique) soit fournies par le Distributeur dans sa demande de révision tarifaire suivante. Sinon, lors de la demande de révision tarifaire 2029-2031 qui sera présentée en 2028, la Régie, les participants et les consommateurs n'auront pas accès aux données réelles de 2025 dans un contexte où les années historiques ne seraient qu'au nombre de deux (2026 et 2027).

Laval, le 20 janvier 2026

Dunton Rainville sencl

DUNTON RAINVILLE SENCRL
Procureurs des intervenants
AQCIE-CIFQ