

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3986-2016

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

Et *al.*

Intervenants

---

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

---

**ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR**

**CONTEXTE**

1. Le plan d'approvisionnement du Distributeur (le « Plan») est encadré par l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la «LRÉ») et constitue un exercice de planification triennal, axé principalement sur l'équilibre offre-demande, portant sur un horizon de 10 ans.

72. À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte

- 1° des risques découlant de ses choix de sources d'approvisionnement;
- 2° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1 du premier alinéa de l'article 112;
- 3° pour l'approvisionnement en gaz naturel:
  - a) de la marge excédentaire de capacité de transport que le titulaire estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge

Régie de l'énergie

DOSSIER:

R-3986-2016  
DÉPOSÉE EN AUDIENCE

31.03.2017

Date:

NON ESTÉBÉ

Pièces n°:

ne pouvant excéder 10% de la quantité de gaz naturel que ce titulaire prévoit livrer annuellement.

b) de la quantité de gaz naturel renouvelable déterminée par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 4 du premier alinéa de l'article 112

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret

2. La gestion des approvisionnements en électricité ne constitue pas un exercice statique. Il en est de même des suivis de ces activités. Les activités liées aux approvisionnements énergétiques du Distributeur font en effet l'objet de nombreux suivis administratifs auprès de la Régie et à l'occasion des rapports annuels. Le Distributeur doit également rendre compte de sa gestion des approvisionnements à l'occasion des dossiers tarifaires.
3. Le présent Plan s'inscrit dans un contexte où les besoins en énergie ont connu une forte diminution depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2014-2023. Sur la période 2017-2026, la diminution cumulative des besoins en énergie se chiffre à 85 TWh. Les besoins en puissance ont également baissé durant la même période.
4. Quant au portefeuille du Distributeur, il s'est accru de 14 contrats découlant de décrets gouvernementaux (cogénération à biomasse forestière et énergie éolienne). Sur la période du Plan, ces contrats augmentent l'offre du Distributeur de 27 TWh.
5. De la baisse de la demande et de l'augmentation de l'offre résulte des surplus totaux de 113 TWh sur la période couverte par le Plan.
6. Le Plan est également caractérisé par le plan d'action du Distributeur visant à convertir de façon totale ou partielle les réseaux autonomes vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible.
7. Ce plan d'action du Distributeur prend en compte les opportunités et les particularités associées à chacun des réseaux autonomes de même que les besoins de chaque communauté.

## RÉSEAU INTÉGRÉ

### ➤ Prévision de la demande

8. La prévision de la demande présentée au moment du dépôt du dossier demeure valide. Il s'agit d'un scénario centré qui tient compte de l'évolution des composantes démographiques, économiques et énergétiques des technologies émergentes.
9. La nouvelle méthodologie d'évaluation du risque utilisée par le Distributeur lui permet d'établir un scénario centré et des fourchettes d'encadrement équiprobables.

« Pour les fins de l'exercice de la prévision de la demande, ce que nous établissons, c'est un scénario centré. Et autour de ce scénario centré, nous établissons des fourchettes d'encadrement qui sont à la même distance par rapport aux scénarios centrés, autant à la baisse qu'à la hausse. »

Lamya Souktani, N.S. vol. 2, p. 121

10. Bien qu'il n'ait pas été intégré au Plan, l'impact du programme de Conversion à l'électricité (dossier R-4000-2017), s'il devait être approuvé par la Régie, n'altérera pas le Plan (impact de 340 GWh en 2018).
11. En énergie, le Plan présente des surplus importants totalisant 113 TWh sur un horizon de 10 ans.
12. En puissance, il y a une diminution des besoins par rapport à l'État d'avancement 2015, mais ces besoins sont toujours présents.
13. La FCEI avance que les besoins en puissance sont sous-évalués, puisque notamment le bilan sous-estimerait l'impact des véhicules électriques sur les besoins à la pointe et ne tient pas compte du programme Conversion à l'électricité, en plus d'en minimiser l'impact sur le parc biénergie. L'intervenante soutient également que le rythme de décroissance des abonnements biénergie est inférieur à celui observé au cours des dernières années.
14. Le Distributeur a clairement répondu à ces arguments en réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1. (B-0063). Le Distributeur rappelle ici les principaux éléments.
15. L'impact de la recharge des véhicules électriques sur la pointe est déterminé selon la répartition des occurrences de pointes entre le matin et le soir et tient compte du fait que la pointe d'hiver du réseau survient plus souvent le matin que le soir. Le Distributeur procédera à la documentation de cet usage et ajustera ses hypothèses

si requis. Les témoins du Distributeur ont également élaboré à ce sujet lors de l'audience du 23 mai (N.S., vol. 1, pp. 75 à 81).

16. Concernant le programme de Conversion à l'électricité, la FCEI suppose qu'il sera en place et maintiendra son rythme sur toute la période du Plan. Or, le Distributeur n'en a pour le moment demandé l'autorisation que pour une période de deux ans. Le programme ne devrait pas compromettre la pérennité de la biénergie résidentielle puisqu'il prévoit une concentration importante dans les régions de l'est du Québec, là où l'on retrouve moins de 5 % du parc biénergie.
17. Enfin, concernant le rythme d'effrètement des abonnements au tarif DT, le Distributeur rappelle notamment que les années 2014 et 2015 ont connu un effrètement anormalement élevé, attribuable notamment aux conditions climatiques très froides des hivers 2013-2014 et 2014-2015.
18. Finalement, concernant les autres événements d'actualité pouvant avoir un impact sur la prévision de la demande (conjuncture nord-américaine, par exemple), ils se reflètent éventuellement dans les paramètres économiques sous-tendant la prévision. Cette dernière serait donc ajustée, au besoin, dans le cadre des états d'avancement. En outre, les différents événements invoqués, notamment, par UC amèneraient des ajustements de la prévision qui se situeraient à l'intérieur des scénarios d'encadrement (N.S., vol. 1, p. 193 à 198).

➤ Contribution des marchés de court terme au bilan en puissance

19. Le Distributeur réitère qu'une contribution de 1 100 MW au bilan en puissance représente ce qui est le plus réaliste et prudent considérant, notamment, la nécessité pour le Distributeur de planifier d'une façon à assurer la sécurité énergétique du Québec. La contribution de 1 100 MW est la contribution maximale que le Distributeur estime réalistement possible des marchés de court terme, tant pour les marchés dans la zone de réglage du Québec que les marchés extérieurs.
20. Il est important pour le Distributeur de s'assurer de la disponibilité des ressources et donc de la fiabilité des approvisionnements, afin de ne pas mettre à risque la clientèle. Il est utile de rappeler, en effet, que cette puissance est utilisée en hiver lorsque se font sentir les besoins en chauffage.
21. La fiabilité constitue un élément essentiel pour le Distributeur.

Hani Zayat, N.S., vol. 1, p. 22-23.

22. Il existe une distinction importante entre les marges de manœuvre théoriques et la capacité pour le Distributeur de capter ces quantités. Il s'agit d'un exercice de planification pour lequel il faut également regarder et considérer les conditions de marché et les contraintes de transport.

«[...] je ne me souviens plus dans quel document qu'on a lu, mais on a vu les marges de manoeuvre qui sont annoncées par le Producteur, les marges de manoeuvre théoriques de certains fournisseurs internes de la zone de réglage, on parle de La Lièvre, ici. Certains intervenants ont mentionné RTA, tout ça.

C'est important de préciser, il y a une nuance importante entre des marges de manoeuvre théoriques et la capacité, pour le Distributeur, de pouvoir capter ces quantités-là. On le voit, pour répondre à votre question comment on établit cette capacité-là, par les appels d'offres que l'on fait pour combler nos besoins, on voit la profondeur du marché, on voit les soumissions qui nous sont proposées et on n'est pas en mesure, aujourd'hui, de façon prudente, de planifier les besoins de fiabilité du réseau avec un montant supérieur à mille cent mégawatts (1100 MW).»

Richard Lagrange, N.S., vol. 1, p. 94.

23. La contribution des marchés de court terme est établie en tenant compte de la disponibilité prévue des approvisionnements de puissance dans les marchés voisins et auprès de la zone de réglage.

«Je pense qu'il y a comme un biais qui se fait, des fois, en associant la capacité des imports, donc cent mégawatts (100 MW)<sup>1</sup>, avec la contribution des marchés de court terme de onze cents mégawatts (1100 MW). C'est la même valeur, là, mais ce qui est important de préciser ici, c'est que la contribution des marchés de court terme que le Distributeur évalue, qu'il est en mesure d'aller capter, là, c'est la globalité de la zone de réglage et de la capacité qu'on peut aller chercher avec les interconnexions. Donc, c'est la somme des deux que l'on évalue à onze cents mégawatts (1100 MW).

Richard Lagrange, N.S., vol. 1, p. 94.

24. La signature avec le Producteur d'un contrat pour 500 MW de puissance réduit la puissance disponible dans la zone de contrôle du Québec.

Hani Zayat, N.S., vol. 1, p. 28.

25. Il existe un partage de réserve avec les réseaux voisins, élément sur lequel a insisté notamment la FCEI. Le Distributeur a souligné l'importance de confirmer ce partage de réserve à travers des ententes commerciales de façon à assurer la fiabilité des approvisionnements. En d'autres termes, ces ententes permettent de garantir la puissance pour le Distributeur en période hivernale.

Hani Zayat, N.S., vol. 1, p. 22.

«[...] lorsqu'on dépose l'annexe 3G [...] on amène un éclairage nettement plus précis par rapport à la notion de « tie benefit » parce qu'on reprend chacune des interconnexions qui fait partie du trois mille huit cents mégawatts (3800 MW) et on explique d'un point de vue concret, pratique pourquoi on peut ou on ne peut pas importer en puissance de ces interconnexions-là.

---

<sup>1</sup> Le Distributeur souligne que les notes sténographiques du 23 mai (pièce A-0021) comportent une erreur de transcription. Plutôt que les mots « donc cent mégawatts (100 MW) », il faudrait y lire « d'onze cents mégawatts (1 100 MW) » (p. 93, lignes 19 et 20).

Donc effectivement, je reconnais les chiffres qui sont ici, mais ce n'est aucunement une valeur que l'on peut utiliser en mode fiabilité. D'une part, parce qu'il y a des contraintes; d'autre part parce que ça prend un fournisseur l'autre côté de l'interconnexion; troisièmement, malgré qu'il y a des marges disponibles, puis on les observe, là, on fait tout comme vous, on voit les marges disponibles, pour des raisons qui appartiennent à ces contreparties-là, dans certains cas ils ne veulent pas les commercialiser avec nous. Et sans... on n'est pas ici pour nommer des intervenants, mais il y a des intervenants qui, année après année, on tente de mettre sous contrat et pour des raisons qui leur appartiennent – puis on respecte ça - ils ne veulent pas. Alors, nous, on doit tenir compte en mode fiabilité de cette réalité-là pour dire : bon, c'est beau qu'on ait quatre mille mégawatts (4000 MW), là, mais on ne peut pas s'y fier pour faire de la planification de puissance. Pour des fins d'énergie, mon collègue, il peut s'approvisionner, mais pour des fins de puissance on ne peut pas.»

Richard Lagrange, N.S., vol. 1, p. 108.

« Et la position du Distributeur c'est d'avoir une position en fiabilité qui nous place au même niveau que les marchés dans lesquels on s'approvisionne. C'est pour ça qu'on fait du UCAP. »

Richard Lagrange, N.S., vol. 1, p. 112.

26. Le Distributeur a clairement exposé que les capacités des interconnexions apparaissant dans certains documents publics, notamment les attestations de fiabilité déposées au NPCC, doivent être interprétées en toute connaissance de cause (N.S. vol. 1, p. 108 à 114). Il ne faut pas dénaturer les informations, en leur donnant une signification qu'elles n'ont pas, et ainsi faussement laisser croire à l'existence notamment d'une disponibilité importante de réserve sur les réseaux voisins.
27. Il importe finalement de rappeler que l'obligation de desservir ses clients qui incombe au Distributeur lui commande d'assurer la fiabilité des approvisionnements qu'il inscrit au bilan et non pas uniquement des inscriptions théoriques.
  - Approvisionnement de court terme sous dispense
28. Le RNCREQ, dans son mémoire sur les achats de court terme, propose de revoir la dispense accordée par la régie par sa décision D-2007-044 pour les achats de court terme et ce, au motif que le contexte aurait changé depuis cette décision.
29. Le Distributeur, à l'occasion d'une séance de travail ainsi qu'en témoignage à l'audience, a fait la démonstration du fonctionnement des transactions bilatérales de court terme sous dispense.
30. Cette démonstration a permis de confirmer la rigueur du processus :

- appels téléphoniques aux contreparties disponibles afin d'obtenir un prix fixe. Informations requises : date, heures et quantités nécessaires ;
  - retour d'appel des contreparties qui fournissent l'information : prix, devise, quantités offertes, point de livraison ;
  - ajustement des offres, par le Distributeur, afin de pouvoir les comparer aux autres moyens (conversion en \$ CA, ajout des frais de gaz à effet de serre).
31. Pour procéder à des achats sur les bourses, il y a détermination en matinée du prix anticipé des marchés afin de les comparer aux autres moyens d'approvisionnement.
32. La dispense s'avère donc un outil indispensable pour le Distributeur afin de gérer les aléas de la demande à court terme et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement. Par ailleurs, en mode prévisionnel, le Distributeur prévoit utiliser peu la dispense.
33. Le Distributeur compare, de plus, les offres des contreparties au prix des marchés voisins afin de s'assurer d'acquérir les quantités qu'il recherche au moindre prix.
34. Le Distributeur soutient respectueusement qu'aucun élément avancé par le RNCREQ ne justifie la nécessité de reconsidérer la procédure de dispense. Celle-ci demeure nécessaire afin de procurer au Distributeur la flexibilité nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement en temps réel et au meilleur coût possible pour la clientèle.
35. Le Distributeur fait par ailleurs déjà plusieurs suivis qui permettent d'avoir toute l'information nécessaire afin de juger de la justesse des transactions et de questionner celles-ci.
- Rapport annuel
  - Suivi sommaire des activités d'achat du Distributeur effectuées sous dispense (rendu public dès son dépôt)
  - Suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur sous dispense (public après 3 mois)
  - Suivi détaillé par contreparties des activités d'achat du Distributeur effectuées sous dispense (jamais public, mais la Régie est loisible de questionner le Distributeur)
36. Il ne suffit donc pas de prétendre à la présence d'un contexte afin de conclure à la nécessité de revoir la dispense. Encore faut-il faire la preuve de l'existence d'un réel problème à résoudre, ce qui n'est pas le cas. Au contraire, les différents suivis rendent le processus particulièrement transparent et permettent à la Régie et aux intervenants de questionner le Distributeur.

37. Le Distributeur soutient respectueusement que les faits démontrent le bon fonctionnement de la dispense et aucun élément justifiant la nécessité de revoir celle-ci n'a été amené.

➤ Indicateur proposé par le RNCREQ

38. Différents intervenants ont, par le passé, proposé des indicateurs afin d'évaluer la performance des achats de court terme effectués par le Distributeur. Le RNCREQ propose également un tel indicateur à l'occasion du présent dossier.

39. Dans sa décision D-2017-022 (dossier R-3980-2016) la Régie analysait la proposition d'indicateur d'un autre intervenant mettant en relation les achats de court terme et l'énergie patrimoniale et écrivait, quant à l'utilité d'un tel indicateur :

«[231] L'AHQ-ARQ réitère sa recommandation d'établir un indicateur mettant en relation le coût des achats de court terme et l'énergie patrimoniale inutilisée. Il recommande à la Régie de demander au Distributeur de produire une étude pour identifier et quantifier les principales causes permettant d'expliquer les valeurs d'achats d'énergie de court terme transférables en patrimonial et en cyclable, telles qu'identifiées par l'indicateur d'achats de court terme proposé par l'intervenant.

[232] La Régie convient que la stratégie d'approvisionnement de court terme du Distributeur doit tenir compte non seulement des caractéristiques propres aux différentes sources d'approvisionnements, mais également de plusieurs facteurs et divers risques et incertitudes, autant sur l'offre que sur la demande<sup>121</sup>.

[233] À l'instar du Distributeur, la Régie considère qu'une analyse *a posteriori* des achats de court terme réalisés ne constitue pas une évaluation de la performance de sa stratégie, **puisque'elle ne tient pas compte des éléments du contexte dans lequel les décisions ont été prises, notamment ceux associés aux conditions climatiques.** »

(mise en gras ajoutée)

40. Le Distributeur est d'avis que ces propos de la Régie dans sa décision D-2017-022 trouvent application *mutatis mutandis* à l'indicateur proposé par le RNCREQ.

41. Le Distributeur constate que l'indicateur proposé par le RNCREQ omet de tenir compte des éléments du contexte dans lequel les décisions ont été prises, notamment ceux associés aux conditions climatiques ou à des événements imprévisibles ou ponctuels sur le réseau (comme par exemple des entretiens ou des bris du réseau de transport). L'indicateur semble également omettre totalement la nécessité, pour le Distributeur, d'assurer la fiabilité énergétique du Québec.

42. Ainsi, le RNCREQ a admis lors du contre-interrogatoire que l'aléa climatique ne lui semblait pas un élément pertinent devant être considéré dans son indicateur. Il n'est d'ailleurs pas clair que l'indicateur permettrait de porter un jugement sur la performance du Distributeur (N.S. vol. 4, p. 58-59 et 68-70). De plus, l'indicateur



proposé englobe toutes les transactions effectuées par le Distributeur peu importe le contexte ou la justification fournie dans les divers suivis.

43. Le Distributeur souligne qu'il appert du contre-interrogatoire de l'intervenant que les informations sur lesquelles ce dernier se base pour porter un jugement sur les transactions de court terme du Distributeur et formuler des recommandations à ce sujet sont très incomplètes et relèvent en partie d'hypothèses non fondées (N.S., vol. 4, p. 48-54).
44. Par ailleurs, s'assurer de prendre les meilleurs décisions constitue un exercice quotidien et une préoccupation constante pour le Distributeur. Il importe de rappeler qu'il s'agit à chaque fois de prendre la meilleure décision en fonction de l'information disponible au moment où celle-ci est prise.

Voir Frédéric Aucoin, N.S., vol. 1, p. 116.

45. L'analyste du RNCREQ admet également que l'indicateur omet de tenir compte des coûts des dépassements découlant de l'entente-cadre. En fait, son indicateur nécessiterait de revoir l'utilité même de l'entente-cadre et de transformer véritablement sa fonction première.
46. Or, et le débat a été fait à nouveau très récemment, l'entente-cadre ne vise que les besoins qui se manifestent après que le Distributeur ait utilisés tous les moyens d'approvisionnement à sa disposition. Le Distributeur doit impérativement tenir compte de ce fait dans sa gestion des approvisionnements de court terme. L'entente-cadre ne constitue donc pas une sorte de filet de sécurité qui permettrait au Distributeur de *gambler*.

«[303] La Régie a, dans le passé, approuvé les modalités relatives à l'utilisation de l'énergie en provenance de l'Entente. Il n'y a pas lieu de remettre en question ces modalités ni l'objectif de l'Entente. À l'instar du Distributeur, la Régie rappelle que les besoins couverts par l'Entente sont « *ceux qui se manifestent après que le Distributeur ait utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens d'approvisionnement à sa disposition* ». L'Entente ne peut donc être considérée comme un outil à la disposition du Distributeur afin d'optimiser stratégiquement le coût de ses approvisionnements en énergie ou en puissance. »

D-2016-033 (R-3933-2015)

47. Le Distributeur rappelle également qu'une séance de travail portant sur l'allocation des bâtonnets aura lieu en suivi de la décision que rendra la Régie au présent dossier. Or, les stratégies et les considérations relatives à l'allocation des bâtonnets sont des éléments particulièrement importants à considérer dans le cadre d'un tel indicateur, ce qui n'a manifestement pas été fait par le RNCREQ.

48. L'exercice réalisé par le RNCREQ est également prématuré en les circonstances considérant la demande formulée par la Régie au Distributeur dans sa décision D-2017-043 (R-3897-2014).

49. Ainsi, en conformité avec la demande de la Régie dans sa décision D-2017-043, le Distributeur verra à développer, durant le terme du MRI, un indicateur de performance rattaché à la gestion optimale de l'approvisionnement en électricité patrimonial. Cet indicateur devra établir notamment un lien avec les achats de court terme. Mais surtout, cet indicateur tentera de prendre en compte l'ensemble des éléments devant être considérés afin d'apprécier et juger correctement l'optimalité des achats de court terme.

➤ Prix pour les achats avec le Producteur

50. L'intervenant RNCREQ allègue qu'il y aurait absence de marché de court terme au Québec et que pour cette raison, la fixation du juste prix lorsque le Distributeur transige avec le Producteur est de nature à soulever des questions. Il n'y aurait aucun rapport entre le coût marginal de l'acheteur (le Distributeur) et le prix marginal du vendeur (le Producteur) (mémoire du RNCREQ, C-RNCREQ-0022, p. 31).

51. Le Distributeur soutient que la lecture faite par le RNCREQ est erronée et désincarnée de la réalité. Comme expliqué par le témoin du Distributeur, même lorsque le Producteur est le seul soumissionnaire, les autres contreparties ont néanmoins été appelées.

« Bien, à vrai dire, pour revenir peut-être au chiffre que vous mentionnez, comme je vous ai dit, ça ne veut pas dire que les contreparties n'ont pas été appelées cette journée-là. Les contreparties pour l'ensemble peut-être du chiffre que vous avancez, que je n'ai pas validé, ils ont été appelés cette journée-là, mais on a atteint le maximum de leur capacité de nous fournir de l'énergie. Et c'est pour ça que, finalement, ici, ça se traduit par une transaction qu'on voit avec HQP comparé à un marché. Mais pour l'ensemble des transactions que vous pensez que HQP est le seul soumissionnaire, bien, cette journée-là concrètement, toutes les contreparties ont été appelées pour répondre à notre besoin.

La seule chose, c'est que, ici, ça se traduit par une transaction où qu'on ne mentionne pas nécessairement que les contreparties ont été appelées. Ça laisse croire qu'ils n'ont pas été appelés. Mais dans les faits, ils ont été appelés. »

Frédéric Aucoin, N.S., vol. 2, p. 108.

52. Le Distributeur compare également les prix offerts par le Producteur aux autres moyens à sa disposition, dont l'interruptible et les marchés :

« Et advenant ce cas-là, bien, on compare dans le fond le résiduel qu'il faut aller s'approvisionner entre HQP et les marchés, l'électricité interruptible, tous nos autres moyens d'approvisionner la clientèle québécoise. Et on choisit la solution la moins chère. Et même si, ici, on ne voit pas les notes, les contreparties ont quand même été appelées cette journée-là. Ils nous ont mentionné qu'ils ne voulaient pas se commettre pour plus de quantités qu'ils l'avaient fait. »

Frédéric Aucoin, N.S., vol. 2, p. 106.

53. Par ailleurs, le RNCREQ reconnaît que le marché de New York, auquel se compare le Distributeur, est un marché liquide et concurrentiel (N.S. du 26 mai, p. 66). Or, selon la propre preuve du RNCREQ (C-RNCREQ-0038, p. 26), le prix moyen des transactions avec le Producteur est inférieur à celui du marché de comparaison. Dans ce contexte, le Distributeur peine à comprendre comment on peut en arriver à la conclusion que le Distributeur évolue dans un marché de court terme exempt d'une réelle concurrence.
54. De plus, l'intervenant suppose qu'une vente marginale au Distributeur ne réduit pas les capacités d'exportations sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre du Producteur. Cette relation ne peut pas être démontrée simplement en chiffrant le flux d'une interconnexion (C-RNCREQ-0038, p. 29) sans connaître les contreparties qui ont effectivement utilisées les capacités disponibles aux heures données.
55. Le Distributeur constate également que par sa proposition, le RNCREQ tente indirectement de réglementer les activités de production d'électricité, ce qui est incohérent avec le cadre réglementaire et juridique.
56. Le Distributeur soutient finalement qu'il est erroné d'aborder la question sous l'angle de l'existence d'un nouveau contexte ou non comme le suggère l'intervenant. Il s'agit plutôt de voir si la dispense fonctionne bien, s'il y a des problèmes véritables avec les transactions conclues avec le Producteur et s'il existe des mécanismes permettant un suivi adéquat de ces transactions.
57. Le Distributeur est d'avis que l'intervenant n'a fait la démonstration d'aucun problème relatif aux transactions effectuées avec le Producteur.

➤ Gestion de la demande en puissance – Approvisionnement auprès des consommateurs

58. Le Distributeur rappelle sa motivation à développer ses programmes de gestion de la demande en puissance («GDP») tout en précisant qu'on ne pourra jamais combler tous les besoins de puissance par de tels programmes.
59. Le Distributeur a inscrit dans son plan un potentiel de 300 MW pour les nouvelles interventions en matière de GDP. Le Distributeur souhaiterait pouvoir aller au-delà de ce potentiel mais il a inscrit dans ses bilans ce qu'il considère comme étant réaliste et raisonnable d'inscrire dans un avenir prévisible. Et cette prévision est réévaluée tous les ans.

Hani Zayat, N.S., vol. 2, p. 54.

60. Le Distributeur poursuit le développement de son portefeuille en GDP, notamment grâce aux travaux effectués par l'IREQ.
61. Sur l'horizon du Plan, le Distributeur prévoit près de 5 000 MW d'effacement à la pointe, lorsqu'on considère notamment les programmes de GDP, l'électricité interruptible et la biénergie. Ces programmes correspondent exactement aux besoins de gestion de la demande de pointe (N.S., vol. 3, p. 262 à 265).

## LES RÉSEAUX AUTONOMES

62. À l'occasion du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (dossier R-3864-2013, décision D-2015-013, paragr. 171), la Régie demandait au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant aux réseaux autonomes alimentés à l'aide de centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre et renouvelable.

« [171] La Régie demande au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement. »

63. Le Distributeur a amorcé la mise en œuvre de ces appels de propositions, comme demandé par la Régie. Cette volonté est également clairement énoncée dans le Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec.

### ➤ Appels de propositions

64. Le Distributeur a développé un plan d'actions visant la conversion totale ou partielle des réseaux autonomes vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible. Le Distributeur désire procéder à des appels de propositions pour l'ensemble des réseaux d'ici 2020.

65. Le Distributeur ne favorise pas la conclusion d'ententes de gré à gré, mais plutôt le déploiement d'un modèle transparent et ouvert.

« Évidemment, il ne s'agit pas de, il ne s'agit pas de faire des ententes de gré à gré ou de discuter avec des promoteurs de façon, sur une base un à un, mais plutôt d'avoir un modèle d'affaires qui est transparent, qui est ouvert, et qui détermine, qui établit les règles du jeu pour tout le monde pour l'ensemble des réseaux autonomes.

Donc ce qu'on a soumis, c'est que... puis ce sont les orientations qui sont aussi présentes dans notre Plan stratégique, donc ce qu'on soumet, c'est qu'il faut que les projets en réseaux autonomes qui visent à convertir les réseaux à des sources renouvelables, évidemment pas pour l'ensemble de la, par pour chacun des réseaux au complet mais ne serait-ce que pour diminuer l'utilisation de combustibles dans chacun des réseaux.

Donc on vise à avoir des projets qui sont, évidemment, techniquement réalisables et qui reflètent la réalité technique de chacun de ces réseaux-là, qui sont économiquement rentables, donc qui font du sens pour l'ensemble des clients du Québec, et qui vont permettre de diminuer les coûts d'approvisionnements pour les réseaux autonomes.»

66. Les projets devront être techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables d'un point de vue environnemental en plus d'être accueillis favorablement par les communautés.

67. Le Distributeur rappelle également que c'est à l'occasion de l'examen des propositions soumises qu'il procède à leur analyse.

68. Une audience sur le plan d'approvisionnement ne saurait constituer une façon détournée pour un promoteur de faire avancer sa proposition ou « négocier » les éléments de celle-ci publiquement.

➤ La juridiction de la Régie dans le cadre du Plan pour les réseaux autonomes

69. La Régie a demandé au Distributeur d'aborder à l'occasion des plaidoiries la question de l'application de l'article 74.1 LRÉ aux appels de propositions en réseaux autonomes (N.S., vol. 3, p. 211).

70. Le Distributeur soutient respectueusement que l'article 74.1 de la LRÉ ne trouve pas application pour les appels de propositions en réseaux autonomes.

71. En effet, l'article 74.1 de la LRÉ vise les contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, ce n'est manifestement pas le cas en réseaux autonomes.

74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 21 du premier alinéa de l'article 112

[...]

72. Cette lecture de l'article 74.1 de la LRÉ est tout à fait cohérente avec le reste de la Loi. L'expression « réseau de distribution d'électricité » est définie comme suit à l'article 2 de la LRÉ :

«réseau de distribution d'électricité» : l'ensemble des installations destinées à la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs, et, dans le cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité du distributeur d'électricité, l'ensemble des

**ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité;»**

73. Les articles 52.1 et 52.2 de la LRÉ prévoient quant à eux :

52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, **la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, des montants d'aide financière accordés et versés en vertu de l'article 39 0 1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) dans la mesure où le distributeur n'a pas été remboursé de ces montants et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6 à 10 du premier alinéa de l'article 49 ainsi que des deuxième et troisième alinéas de ce même article.** La Régie s'assure également que les ajustements au tarif L intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie  
[...]

52.2. **Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2 1 du premier alinéa de l'article 112**

Aux fins du premier alinéa, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs en considérant que

1 le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. **Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement.** La part du volume de consommation patrimoniale annuelle allouée à une catégorie de consommateurs incluant la catégorie des contrats spéciaux conclus en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), correspond à la proportion du volume de consommation de cette catégorie sur le volume de consommation de l'ensemble des catégories de consommateurs ayant accès au volume d'électricité patrimoniale.

74. Il appert que pour les réseaux autonomes, le «réseau de distribution d'électricité» comprend l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité. De plus, suivant l'article 52.2 LRÉ, les volumes alloués aux réseaux autonomes, tout comme ceux découlant d'un tarif de gestion de la consommation, sont exclus de la consommation patrimoniale.

« Le fait que ces volumes soient exclus du volume d'électricité patrimoniale fait en sorte qu'ils ne peuvent l'excéder : ces volumes ne sont tout simplement pas

considérés. Si le législateur avait voulu que les volumes qui sont exclus du volume d'électricité patrimoniale fassent l'objet d'un appel d'offres, il l'aurait prévu expressément.

D'ailleurs, c'est exactement ce que le législateur a fait dans le cas des volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. L'article 52.2 exclut ces blocs du volume d'électricité patrimoniale, au même titre que les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation, mais l'article 74.1 prévoit que la procédure d'appel d'offres s'applique aux besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement. La Régie est d'avis que si le législateur avait voulu que la procédure d'appel d'offres s'applique aux volumes découlant des tarifs de gestion de la consommation, il l'aurait dit spécifiquement à l'article 74.1 de la Loi comme il l'a fait pour les blocs d'énergie.»

D-2002-290, p. 21-22 (dossier R-3490-2002).

75. Les coûts liés à la production en réseau autonome ne constituent donc pas des coûts d'approvisionnement au sens des articles 52.1 et 52.2 de la LRÉ, mais plutôt des coûts pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

76. Préalablement aux modifications apportées à la LRÉ en 2006, il y avait une incertitude dans la LRÉ quant à la possibilité de conclure des contrats pour des approvisionnements en réseaux autonomes, considérant que l'article 74.1 ne trouve pas application. Le Distributeur ne pouvait donc s'approvisionner qu'à même ses équipements ou à travers des demandes d'investissements si nécessaire (art. 73 de la LRÉ si supérieures à 10 M\$). L'exclusivité de desservir prévue à l'article 62 impliquait un droit exclusif de production dans les réseaux autonomes.

77. Le législateur a modifié, en 2006, l'article 62 al. 1 de la LRÉ afin de prévoir expressément la possibilité de conclure un contrat d'approvisionnement, ce qui confirme qu'il n'était pas de l'intention du législateur de voir les questions concernant les approvisionnements en réseaux autonomes couverts par la procédure de l'article 74.1 de la LRÉ :

62. Le distributeur d'électricité est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion des territoires desservis par les réseaux municipaux ou privés d'électricité et par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville, le 13 mai 1997. **Ce droit n'empêche pas le distributeur d'électricité de conclure un contrat d'approvisionnement pour combler des besoins dans un réseau autonome de distribution d'électricité.**

78. Il découle donc de la LRÉ que le Distributeur peut, depuis 2006, conclure des contrats d'approvisionnement pour combler des besoins dans un réseau autonome. La compétence en matière de contrats pour les réseaux autonomes est donc prévue à l'article 62, al. 1 *in fine* de la LRÉ. L'article 62 de la LRÉ ne contient toutefois aucun encadrement global et précis tel qu'à l'article 74.1. De la même façon, il



n'existe aucun encadrement semblable à celui prévu à l'article 74.1 pour les autres ententes que peut être amené à conclure le Distributeur.

➤ L'article 72 de la LRÉ

79. Le Distributeur soutient que la structure de la LRÉ implique que ses obligations relatives au plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes ne peuvent ainsi être calquées sur celles régissant le réseau intégré.

80. Il est d'ailleurs possible de constater que l'article 72 de la LRÉ ne fait référence qu'aux contrats d'approvisionnement alors qu'en réseaux autonomes, les contrats d'approvisionnement ne constituent que l'un des moyens dont dispose le Distributeur afin de combler ses besoins.

81. En l'occurrence, les contrats que désirent conclure le Distributeur au terme du processus d'appel de propositions ne visent pas à satisfaire des besoins, mais plutôt à substituer, en tout ou en partie, une forme d'énergie par une autre. Ces contrats s'inscrivent ainsi dans le cadre des orientations précédemment décrites, et visent *inter alia* une réduction des coûts de distribution.

82. Ainsi, en réseaux autonomes, le Distributeur présente les grandes stratégies qui se refléteront éventuellement en coût de service. Ce sont ces stratégies pour lesquelles le Distributeur demande l'approbation.

83. Les stratégies ou orientations soumises s'inscrivent en continuité de ce que la Régie demandait au Distributeur à l'occasion de la décision D-2015-013 (paragraphe 171).

84. De façon plus précise, le Distributeur demande ainsi à la Régie d'approuver sa stratégie pour les réseaux autonomes consistant au lancement d'appels de propositions permettant de répondre aux quatre orientations suivantes, soit des projets :

- techniquement réalisables
- économiquement rentables
- acceptables d'un point de vue environnemental
- accueillis favorablement par les communautés.

85. À l'occasion de l'approbation des contrats, le Distributeur fera alors la démonstration qu'ils sont en respect desdites orientations.

➤ Les coûts évités en réseau autonomes

86. Le Distributeur rappelle que les coûts évités servent à deux fins :

- évaluer la rentabilité des interventions en efficacité énergétique ;
- constitue une balise afin d'identifier les projets susceptibles d'être analysés.

87. Le coût évité donne un ordre de grandeur, une indication de prix pour les promoteurs afin qu'ils puissent évaluer si leur projet est potentiellement rentable.

[...] Pour ce qui est des... des analyses de projet en réseau autonome, là on parle de projets d'investissement dans ce cas-ci, évidemment on fait face à un dilemme, dilemme dans le sens où on ne veut pas dévoiler nos coûts [...] Et en même temps on ne veut pas faire travailler les gens pour rien.

[...] Et quand on dit que les coûts évités servent de balise, c'est exactement ça. Donc ça donne une indication de l'ordre de grandeur, prenez-le comme ça, du coût évité en énergie pour les réseaux autonomes.

Hani Zayat, N.S., volume 3, pages 13 à 15.

88. Relativement à l'évaluation pour les projets d'investissements, il s'agit d'une balise afin d'identifier les projets susceptibles d'être analysés. Les projets retenus feront l'objet d'une analyse économique détaillée. Les coûts évités ne sont pas utilisés à l'étape de l'analyse détaillée.

« [...] ils constituent une balise importante dans la mesure où ça donne un signal, un signal de c'est quoi le niveau qui ferait en sorte qu'un projet soit rentable.

Évidemment, quand on va regarder les projets un à un, quand on va analyser les soumissions reçues, c'est l'ensemble des coûts d'intégration qui va être regardé, donc ce n'est pas juste le signal de coûts évités, le chiffre qu'on donne dans la tarification, qui est une, souvent une annuité simple, donc pour que l'outil reste simple, mais plus une analyse détaillée des propositions avec leur impact sur les coûts en combustibles, en mode de fonctionnement de la centrale et en coûts d'intégration de la nouvelle proposition. Donc c'est l'ensemble de ces coûts-là qui va être regardé et analysé avant de pouvoir choisir si un projet est économiquement rentable et s'il est retenu par le Distributeur. »

Hani Zayat, N.S. vol. 1, p. 25.

89. Ainsi, l'apparente volonté de certains intervenants de majorer le coût évité en y ajoutant différents éléments, ce qui aurait comme effet d'accroître les chances que soient retenus certains projets dans le cadre des appels de propositions, semble reposer sur une mauvaise compréhension de l'utilisation du coût évité dans ce contexte (N.S., vol. 1, p. 161 à 164).

90. Le balisage déposé par le Distributeur a fait l'objet d'un examen, notamment, dans le cadre de la séance de travail du 28 février 2017. Pour les coûts évités en énergie, il a été démontré que non seulement la méthode utilisée par le Distributeur était la même que celle employée ailleurs, mais qu'elle incluait davantage de coûts au-delà

de celui du combustible. Quant aux coûts évités en puissance, le Distributeur a démontré que les coûts évités découlant de la méthode actuelle du Distributeur sont non seulement plus stables, mais également plus élevés que ceux issus de l'alternative proposée par le consultant.

➤ Première Nation de Whapmagoostui

91. L'intervenant à sa demande d'intervention écrit :

«The Whapmagoostui First Nation (WFN) / La Première Nation de Whapmagoostui (PNW) has been involved for several years in the preparation of a community-based renewable energy supply project in the autonomous grid of electric grid of Whapmagoostui-Kuujuarapik. The Whapmagoostui First Nation (WFN) owns 85% of a corporation named Nimschu Iskudow Inc. (NI) which, since 2011, has been tirelessly working on the development of a Project known as the "Whapmagoostui-Kuujuarapik Hybrid Power Plant Project" (WKHPPP). NI has spent approximately \$5 million dollars on WKHPPP's technical aspects, environmental studies and other required components, which largely contributed to Hydro Québec's decision, in its Strategic Plan 2016-2020, to announce request for proposals (RFPs) for the replacement of the Whapmagoostui/ Kuujuarapik community's obsolete fossil fuel power plant, more particularly given the advanced WKHPPP's development stage.»

Demande d'intervention de PNW, C-PNW-002, p. 3.

92. À son mémoire, certaines recommandations de l'intervenant prévoient :

«et enjoint la Régie d'imposer au Distributeur qu'il émette un appel de proposition pour le réseau Whapmagoostui/Kuujuarapik dès 2017.

Mémoire de l'intervenant, PNW-0009, p. 21.

RECOMMANDATION 2: Recommander à la Régie de demander au Distributeur de prioriser la conversion du réseau Whapmagoostui/Kuujuarapik à un projet d'énergie renouvelable tel qu'initialement prévu dans la politique énergétique du gouvernement du Québec et dans le plan stratégique d'Hydro-Québec, en lançant l'appel d'offres dès 2017.»

Mémoire de l'intervenant, PNW-0009, p. iii et 22.

93. Le Distributeur soutient que l'intervention de PNW ne vise pas tant à éclairer la Régie sur des enjeux pouvant concerner les réseaux autonomes mais s'inscrit plutôt dans une volonté de promouvoir un projet particulier et donc des intérêts commerciaux.

94. Le Distributeur soutient respectueusement que les recommandations de l'intervenant PNW doivent être considérées avec les précautions d'usage considérant que celles-ci s'apparentent davantage à la promotion d'un projet qu'à une intervention faite dans un cadre d'intérêt public.

95. Le Distributeur précise tout d'abord que c'est à lui de déterminer le moment du lancement de l'appel de propositions. Il s'agit d'une décision opérationnelle qui dépend de différents facteurs, dont l'accueil par la communauté. Le témoignage des représentants de PNW a mis en évidence qu'un tel accueil de la communauté n'était pas acquis.

Guy Morin, N.S., vol. 4, p.192 ligne 24, p. 192 à 194.

96. Le Distributeur a indiqué que c'est l'absence d'une entente claire entre les membres des deux communautés présentes dans le village de Whapmagoostui/Kuujuuarapik qui explique que l'appel de propositions pour ce réseau ait été repoussé en 2020 (N.S. vol. 3, p. 87-88).

97. Or, les propres témoins de PNW ont admis qu'il pouvait difficilement y avoir un projet sans une unanimité des communautés, parce que toutes deux ont des intérêts à faire valoir (N.S., vol. 4, p. 237 à 239).

98. Le Distributeur précise surtout qu'un dossier de plan d'approvisionnement ne constitue pas un forum pour un soumissionnaire potentiel afin de déterminer les modalités d'un futur appel de propositions, ou encore orienter le produit recherché.

99. Finalement, le Distributeur souligne que le mémoire déposé ou les témoignages à l'audience ne soulèvent aucun fait relatif à une atteinte potentielle aux droits ancestraux ou issus de traité des intervenants.

100. En effet, l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* crée une protection constitutionnelle des droits ancestraux ou issus de traité.

101. Suivant la jurisprudence<sup>2</sup>, l'existence de ces droits « autochtones » n'a pas à être prouvée pour générer une obligation de consulter par la Couronne. Cependant, la Couronne doit être en mesure d'apprécier le caractère sérieux de la revendication.

102. Or, de quel droit « autochtone » serait-il question au présent dossier : Chasse? Pêche? Piégeage? Il n'en a aucunement été fait mention. C'est la partie qui revendique le droit qui doit préciser de quel droit il s'agit. Si non, comment orienter une consultation visant, ultimement, à permettre à la Couronne de décider des mesures d'accommodement ayant pour but de minimiser l'atteinte potentielle que l'activité envisagée pourrait générer à l'égard de ce droit.

---

<sup>2</sup> *Nation haïda c. Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73 (<https://scc-csc.lexum.com/scc-csc/scc-csc/fr/item/2189/index.do>)

*Nation Tsihqot'in c. Colombie-Britannique*, 2014 CSC 44 (<https://scc-csc.lexum.com/scc-csc/scc-csc/fr/item/14246/index.do>)

*Première nation crie Mikisew c. Canada (Ministre du Patrimoine canadien)*, 2005 CSC 69 (<https://scc-csc.lexum.com/scc-csc/scc-csc/fr/item/2251/index.do>)

103. De plus, celui qui revendique la consultation doit non seulement préciser quel droit « autochtone » est en jeu mais il doit également démontrer en quoi l'activité envisagée est susceptible de générer une atteinte au droit « autochtone » revendiqué.
104. Or, le prétendu préjudice allégué par l'intervenant semble être de nature strictement commerciale (C-PNW-0009, page 17).
105. Bien que l'intervenant réfère à la CBJNQ, cela ne constitue pas l'allégation précise d'un droit constitutionnellement protégé par l'article 35 et encore moins la démonstration d'une quelconque violation d'un droit protégé.
106. En effet, la spéculation au sujet d'un éventuel désavantage commercial découlant d'un découpage purement opérationnel est non pertinente pour les fins de déterminer si la Couronne a une quelconque obligation de consulter suivant l'article 35 et, le cas échéant, de déterminer l'étendue de cette obligation de consulter.
107. De plus, et sans restreindre la généralité de ce qui précède, il importe de souligner que c'est la Couronne, dans le cadre de son processus décisionnel, qui a la responsabilité de consulter et d'accommoder, le cas échéant et non pas le Distributeur.
108. Il n'y a donc aucun enjeu relatif à l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* au présent dossier.

➤ Qualité du service dans les réseaux autonomes

109. Le Distributeur réitère qu'il n'y a aucun problème de qualité de service dans les réseaux autonomes.
110. Les performances en matière de continuité de service pour le village de Kuujuarapik-Whapmagoostui se situent dans la moyenne des villages du Nunavik.
- Demande de renseignements no 1 du PNW, question 1.1 h), HQD-3, document 5.
111. Il faut examiner la qualité du service dans ces réseaux en fonction de leurs contextes particuliers et des contraintes techniques qui leurs sont propres, notamment leur très faible charge. Cet élément fait en sorte qu'une variation de la charge chez quelques clients suffit à induire des perturbations sur le réseau, qui n'a pas la profondeur et la diversité du réseau intégré.
112. Le Distributeur souligne qu'il ne saurait en aucun cas considérer les clients des réseaux autonomes comme des citoyens de seconde classe, contrairement aux

insinuations à cet effet du témoin de PNW. On doit considérer la réalité de ces réseaux, qui ne sera jamais celle du réseau intégré.

113. Il n'existe aucune norme spécifique pour ces réseaux autonomes. Le Distributeur applique plutôt les principales normes encadrant la qualité de l'onde (C.22-03 et C.25-01) applicables en réseau intégré, en y apportant les ajustements nécessaires compte tenu du contexte desdits réseaux autonomes et des particularités techniques. Chaque réseau est traité individuellement.

Demande de renseignements no 1 du PNW, question 1.1 h), HQD-3, document 5.

114. Les constats du rapport de BBA, dont des extraits sont joints à la pièce C-PNW-0009, concernant les taux de distorsion harmonique sont comparables à ceux relevés par le Distributeur dans son propre rapport d'analyse (annexe A de la pièce HQD-3, document 5 [B-0034]). Or, il a été mis en preuve par le Distributeur que les valeurs relevées n'étaient pas problématiques :

« Au fond, les rapports et les analyses de qualité de service qui ont été produits dénotent, disons, si on y va de manière plus précise, là, sur une composante, là, troisième harmonique, qu'on a atteint en quelque sorte une balise, là. Donc ce qu'on, nous, ce qu'on dit, c'est que, à cette valeur-là, on n'a pas de problématique de qualité de service, on a atteint une balise où on doit être vigilants, mais on considère que cette valeur-là n'est pas problématique actuellement. »

Patrick Labbé, N.S. vol. 3, p. 60.

115. Les seuls autres éléments sur lesquels s'appuient les intervenants pour tenter de démontrer un problème de qualité de service sur le réseau de Whapmagoostui/Kuujuarapik sont les images en annexe de la pièce C-PNW-0009. Or, aucune analyse ne vient démontrer l'existence d'un quelconque lien entre ces bris et le réseau du Distributeur.

116. Par ailleurs il est faux, comme prétendu par SÉ-AQLPA, que le Distributeur exige dans les appels de proposition que les soumissionnaires pallient un quelconque problème de qualité. Les appels de propositions s'assurent de maintenir le même niveau de qualité de service que ce qui est présentement offert aux clients. Les appels de proposition spécifieront les caractéristiques techniques dictées par les particularités de chacun des réseaux.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie, HQD-3, document 1.1, question 14.1 (B-0063).

➤ Balisage en réseaux autonomes

117. Le Distributeur est disposé à procéder au balisage en réseaux autonomes dans la mesure où la Régie devait maintenir sa demande. Toutefois, le Distributeur soutient respectueusement qu'un tel exercice serait peu utile.
118. Le coût en combustible représente 90 % du coût évité en énergie. Une étude de balisage sur les coûts d'entretien et d'exploitation ne porterait finalement que sur 10 % des coûts. Qui plus est, les coûts autres que le combustible sont particulièrement tributaires des particularités propres aux réseaux, notamment la situation géographique particulière.
119. De surcroît, les grandes disparités qui existent entre les réseaux autonomes du Distributeur seraient certainement observées avec les autres réseaux avec lesquels le Distributeur serait susceptible de se baliser. Ceci rend toute comparaison d'autant plus complexe et d'une utilité limitée (N.S., vol. 3, p. 244-245).
120. Le Distributeur a sollicité six entreprises susceptibles de réaliser un tel balisage, Malgré une relance, seules deux ont répondu. Le coût estimé pour un tel exercice est de l'ordre de 500 k\$, plus les frais.
121. Le processus d'appel de propositions constitue finalement le meilleur balisage qui soit afin d'avoir une bonne idée des coûts pour les solutions de rechange.

« Je vais poser la question inverse : à quoi peut servir un balisage s'il n'y a pas... il n'y a personne qui est prêt à offrir ce prix-là? Si le balisage nous dit qu'on est capable d'avoir une option à cent dollars (100 \$) et qu'on reçoit des offres à quatre-vingts (80 \$), on va prendre celle de quatre-vingts (80 \$). Et si le balisage nous dit cent (100 \$) puis on reçoit des offres à cent vingt (120 \$), bien ça reste que c'est les meilleurs offres, on a l'option de la prendre ou de ne pas la prendre. Savoir ce qui... je veux dire, on n'est pas en train de comparer une meilleure pratique, on est en train de faire appel au marché pour nous dire qu'est-ce qu'il peut nous offrir pour alimenter ces réseaux. Et le meilleur signal qu'on peut avoir c'est pas de regarder qu'est-ce que les autres font, mais de voir qu'est-ce qui s'applique dans ce marché... dans ce réseau-là et qu'est-ce que le marché est capable d'offrir pour ce réseau-là spécifiquement. »

Richard Lagrange, N.S., vol. 2, p. 30-31.

## CONCLUSION

Le Distributeur soutient que la preuve au soutien du Plan d'approvisionnement 2017-2026 est complète et demande à la Régie d'approuver d'approuver celui-ci.

Le tout, respectueusement soumis.

Montréal, le 31 mai 2017

*(s) Affaires juridiques Hydro-Québec*

---

Affaires juridiques Hydro-Québec