

No : R-3986-2016

Hydro-Québec Distribution

(ci-après nommé Distributeur)

Demanderesse

et

Groupe de recherche appliquée en
macroécologie

(ci-après nommé le GRAME)

Intervenant



**ARGUMENTATION DU GRAME
(R-3986-2016)**

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

I. Plan d'approvisionnement en Réseau intégré

1.1 Électrification des transports

1. Au tableau 3.6 *Contribution des véhicules électriques et hybrides rechargeables aux besoins en puissance à la pointe*¹ fourni en réponse à une demande de renseignements de la FCEI, on constate que la contribution des véhicules électriques à la pointe va doubler (51 MW à 106 MW) de 2020-2021 à 2022-2023, selon les prévisions du Distributeur.

2. Tel qu'indiqué par Mme Souktani en audience, la Régie a demandé au Distributeur de documenter l'usage des véhicules électriques pour une meilleure compréhension de l'utilisation d'électricité par véhicule électrique et pour leur contribution sur la demande en énergie et en puissance.² Cette demande est formulée dans la décision D-2017-022 :

¹ B-0032, HQD-3, doc. 3, p. 10, R. 3.6

² A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 123, R. 145, Mme Souktani

«[735] La Régie demande au Distributeur d'entreprendre, dans les meilleurs délais, les sondages auprès des propriétaires de véhicules électriques, afin de documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques et d'en faire rapport à la Régie. Le Distributeur devra particulièrement documenter l'impact de ce nouvel usage sur la pointe coïncidente.

[...]

[737] La Régie accepte donc la proposition du Distributeur relative au tarif expérimental BR. Aussi, elle demande que le Distributeur dépose, dans le cadre du dossier tarifaire annuel, un suivi présentant un bilan du déploiement du tarif BR fournissant, entre autres, le nombre d'abonnements, le nombre de bornes par type de recharge, les statistiques de consommation, incluant les appels de puissance, le facteur d'utilisation, les habitudes de recharge et l'impact sur la pointe coïncidente.»

3. À la pièce C-GRAME-0014, on retrouve un extrait du site internet d'Hydro-Québec concernant le nouveau tarif expérimental BR pour les bornes de recharge rapides qui prévoit que le client doit s'engager à soumettre au Distributeur des données telles la durée, l'énergie consommée et la puissance appelé pour chacune des charges.

4. M Zayat a confirmé en audience que ces données pourront servir à informer le Distributeur sur les comportements de recharge électrique³.

5. Le GRAME recommande à la Régie d'encourager le Distributeur à utiliser ces données afin de permettre une mise à jour du bilan en puissance et de la contribution à la pointe correspondant au déploiement des véhicules électriques.

6. Des stratégies pour limiter les recharges lors des heures critiques d'ici 2020-2021 devront être mises en place, alors que la contribution des véhicules électriques aura un impact à la pointe hivernale, et le Distributeur aurait intérêt à s'inspirer des pratiques d'autres Distributeurs où les véhicules électriques sont plus présents.

7. En présentation, le GRAME a fait référence à l'exemple de la ville San Diego où une tarification ciblée a permis de déplacer plus de 80% des recharges de véhicules durant la nuit:

«In the city of San Diego specifically, wich has a fleet of 3,300 EVs in use and 400 public charging stations, the TOU tarrifs provided by the local energy supplier have caused more than 80 percent of electric vehicle charging to be scheduled between midnight and 5 a.m.»⁴

8. Le GRAME recommande que le bilan des prévisions pour la demande en puissance et la demande en puissance à la pointe pour l'usage des véhicules électriques soit présenté systématiquement lors des prochains plans d'approvisionnement de manière à éviter que l'information soit soumise à la pièce, ce qui permettrait d'avoir une vision globale du déploiement des véhicules électriques et des mesures à mettre en place pour mieux

3 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 125-126, R. 147 et 148, m. Zayat

4 C-GRAME-0019 : ICF International, *Overview of the Electric Vehicle market and the potential of charge points for demand response* et C-GRAME-0020

contrôler les périodes de recharges. Cette information pourrait être présentée à la marge, jusqu'à ce que le Distributeur soit en mesure de modéliser cet usage.

1.2 Gestion de la demande à la pointe

-Charges interruptibles résidentielles / Chauffe-eau

9. Suite au dépôt d'un article intitulé «Hydro-Québec renonce à un projet d'interruption des chauffe-eau» publié dans La Presse le 9 mars 2017⁵, le Distributeur indique que, considérant le potentiel d'économies de puissance des chauffe-eau, il a toujours l'intention de poursuivre ses efforts pour tenter de résoudre la problématique soulevée par l'Institut national de la santé publique.⁶

10. Dans le rapport de Synapse Energy Economics, l'expert du RNCREQ indique n'avoir rencontré aucune préoccupation concernant la légionelle ou d'autres problèmes de santé publique associés à l'utilisation de chauffe-eau :

«In our research and conversations with industry experts, we have not encountered any concern regarding legionella or other public health concerns associated with the use of water heaters as a grid resource.»⁷

11. Le GRAME encourage le Distributeur à poursuivre les démarches pour répondre aux exigences de l'INSPQ afin de permettre la mise en œuvre du programme le plus rapidement possible.

-Approches de sensibilisation à la notion de pointe

12. En audience, monsieur Lagrange a indiqué avoir tenté une expérience permettant de rémunérer l'effacement à la pointe de certains clients résidentiels : « (...) *En fait, lorsqu'on annonçait qu'on avait un besoin de réduction de la charge, le client prenait les mesures qui lui convenaient et l'effacement était rémunéré (...)* »⁸ et «*On a fait un premier exercice l'hiver qui vient de se terminer. On est en train de colliger les résultats. Et on va pouvoir en parler de façon plus détaillée dans le cadre de la prochaine tarification.*»⁹

5 C-GRAME-0015

6 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 130 à 132, R. 153 : «*Les intentions du Distributeur, c'est de poursuivre. C'est de poursuivre pour mettre sur... pour pouvoir capter le potentiel des chauffe-eau. À nos yeux à nous, c'est un des plus beaux potentiels de puissance qui est disponible au Québec. Il y a un enjeu de bactéries. L'INSPQ l'a souligné. Présentement, ils ne nous donnent pas leur appui à ce qu'on déploie un programme. Alors, on est en démarche pour voir à résoudre le problème. Il est trop prématuré pour dire ce que ça va donner. [...] Alors, c'est clair qu'on va continuer à mettre les efforts pour essayer de faire débloquer ce programme-là.*»

7 C-RNCREQ-0021, Synapse Energy Economics, Inc. Best Practices in Utility Demand Response Programs, p. 28-29

8 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 128-130, R. 152

9 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 130, R. 153

13. Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de présenter les résultats de son projet pilote lors de son prochain dossier tarifaire.

14. Un programme incitatif de rabais s'appliquant à la pointe hivernale et s'enlignant avec la structure de coûts marginaux serait complémentaire à celui visant l'abaissement de la température de consigne des thermostats et pourrait favoriser la réduction de l'effritement estimé par le Distributeur.

Conclusion

15. Le GRAME recommande au Distributeur de suivre de près l'évolution des programmes d'effacement à la pointe du réseau, ainsi que la conversion de clientèles CII du mazout vers l'électricité¹⁰ avant d'engager de nouveaux approvisionnements en puissance sur la durée du présent plan d'approvisionnement.

II. Plan d'approvisionnement en réseaux autonomes

2.1 Conversion des réseaux autonomes

16. Lors de son témoignage, Me Hébert a apporté une nuance importante à l'appellation «Conversion des réseaux autonomes» utilisée par le Distributeur :

« Plus globalement, j'ajouterais, si vous le permettez, que, évidemment, la conversion des réseaux autonomes en tout ou en partie, là, c'est davantage en partie que pour le tout, là, il restera toujours, évidemment, du thermique ou une énergie probablement fossile, mais tout ça s'inscrit aussi dans la volonté de, dans la Politique énergétique du Québec qui vise à réduire l'empreinte, l'empreinte environnementale de ces réseaux-là. »¹¹

17. Cette nouvelle avenue empruntée par le Distributeur en vue de convertir l'énergie thermique vers des énergies renouvelables amène une question ayant été soulevée par le procureur de la Régie, en lien avec l'applicabilité des dispositions de l'article 74.1 LRE pour les approvisionnements en réseaux autonomes.

- Applicabilité de l'art. 74.1 LRE

18. Lors de son contre-interrogatoire des témoins du Distributeur, Me Fortin a informé les intervenants que la Régie souhaitait une argumentation¹² portant sur l'affirmation du Distributeur selon laquelle la procédure d'approbation prévue à l'article 74.1 LRE ne

10 Dossier R-4000-2017, Demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

11 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 138, R. 160

12 A-0028, Notes sténographiques du 25 mai 2017, p. 211

serait pas applicable pour les approvisionnements en réseaux autonomes¹³, la Régie n'ayant pas connaissance d'une décision énonçant ce principe.

19. Le GRAME a retenu 2 décisions rendues par la Régie dont la lecture permettra d'éclairer la formation.

D-2002-290

20. Au dossier R-3490-2002, la position du Distributeur était contraire à celle adoptée au présent dossier, puisqu'il demandait une dispense de procéder par appel d'offres pour approvisionner le tarif BT, se basant sur la prémisse qu'il avait l'obligation de procéder par appel d'offres.

21. Dans ce dossier, la Régie a rendu la décision D-2002-290, intitulée *Décision concernant la demande de dispense de recourir à l'appel d'offres pour combler les besoins en électricité des consommateurs au tarif bi-énergie commercial, institutionnel et industriel (tarif BT), article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie*, qui est la seule décision citée par le Distributeur au présent dossier en réponse à la demande de la Régie.

22. Le GRAME soumet que cette décision ne devrait pas servir de référence en ce qui a trait à la question spécifique adressée par la Régie au présent dossier et ce, pour plusieurs raisons.

23. Premièrement, il est intéressant de noter que la Régie émet une réserve dans sa conclusion quant à l'obligation de procéder par appel d'offres :

«Pour toutes ces raisons, la Régie déclare irrecevable la requête d'Hydro-Québec, soit pour motif d'absence d'obligation de recourir à l'appel d'offres pour approvisionner le tarif BT, soit pour motif de prématurité et compte tenu du contexte.»¹⁴.

24. Deuxièmement, la Régie est d'autant plus prudente en se prononçant sur la demande de dispense de procéder à un appel d'offres en prévision de l'hypothèse où un tribunal estimerait que le Distributeur a l'obligation d'aller en appel d'offres pour les tarifs de gestion de la consommation :

«Malgré la conclusion à laquelle arrive la Régie et dans l'hypothèse où un tribunal estimerait que le distributeur a l'obligation d'aller en appel d'offres pour les tarifs de gestion de la consommation et pour éviter de se trouver dans la situation de devoir reconsidérer le fond de la requête du distributeur dans une seconde étape, la Régie procède à l'analyse, dans les lignes qui suivent, de la demande de dispense. La Régie précise que les paragraphes qui suivent ne doivent pas être interprétés comme étant la décision de la Régie sur le fond, mais la conclusion à laquelle la Régie serait arrivée si

13 B-63, HQD-3, doc. 1.1, R. 10.1: «Les dispositions de l'article 74.1 de la LRÉ ne s'appliquent pas aux approvisionnements en réseaux autonomes. Par conséquent, le Distributeur n'est pas tenu de faire approuver par la Régie ni les termes et conditions des appels de propositions pour ces réseaux, ni la méthodologie d'évaluation des propositions.»

14 R-3490-2002, D-2002-290, p. 23

elle devait reconnaître l'obligation de procéder par appel d'offres pour l'approvisionnement du tarif BT.»¹⁵ (nos soulignés)

25. Ainsi, l'extrait de la décision D-2002-290 cité par le Distributeur au paragraphe 74 de son argumentation n'est qu'un obiter de la décision et ne devrait pas être retenu, considérant pas ailleurs que l'analyse de la Régie au dossier R-3490-2002 porte sur les approvisionnements du tarif BT, un tarif de gestion de la consommation, et ne traite aucunement de la question des approvisionnements en réseaux autonomes.

D-2006-123

26. Au dossier R-3602-2006 portant sur la *Demande d'autorisation pour réaliser le projet de prise en charge de l'alimentation électrique de la région de Schefferville*, le Distributeur indiquait ne pas avoir d'obligation d'aller en appel d'offres pour son approvisionnement en réseaux autonomes, basant notamment son raisonnement sur l'opinion émise par la Régie dans la décision D-2002-290.¹⁶

27. Dans sa décision D-2006-123, la Régie spécifie qu'elle ne se prononce pas sur cette question de droit :

«Le Distributeur aurait-il pu aller en appel d'offres? En pratique, oui. Du point de vue légal, la chose est moins certaine. On peut douter qu'un appel d'offres ait été une solution conforme à la Loi. En effet, comme le droit exclusif du Distributeur inclut, dans le cas d'un réseau autonome, le droit exclusif d'exploiter les installations servant à la production de l'électricité (note 16), on peut s'interroger — mais la Régie ne se prononce pas sur cette question de droit — sur la légalité d'une solution voulant qu'un tiers ait le droit de produire l'électricité destinée à un réseau autonome.»¹⁷

28. Le GRAME soumet, après analyse de ces décisions, que la question de savoir si les approvisionnements en réseaux autonomes doivent ou non faire l'objet d'un appel d'offres dont les termes et conditions sont approuvés par la Régie en vertu de l'article 74.1 LRÉ, n'a donc pas encore été soumise au tribunal de la Régie de l'énergie.

Loi sur la Régie de l'énergie

29. En fonction des règles et principes d'interprétation découlant de la *Loi d'interprétation*, L.R.Q., c. I-16, la *Loi sur la régie de l'énergie* doit être lue et interprétée en tenant compte de l'ensemble de ses dispositions.¹⁸

¹⁵ R-3490-2002, D-2002-290, p. 23

¹⁶ R-3602-2006, HQD-2, doc. 1, p. 17 : «Les dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie n'imposent pas au Distributeur le recours à l'appel d'offres pour l'approvisionnement des réseaux autonomes.»

¹⁷ R-3602-2006, D-2006-123, p. 9 et 10

¹⁸ *Loi d'interprétation*, L.R.Q., c. I-16, art. 41.1 : «Les dispositions d'une loi s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet.»

30. À l'article 52.2, al.2, par. 1 LRÉ, le législateur exclut les volumes alloués aux réseaux autonomes du calcul du volume de consommation patrimoniale annuelle :

«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;»

32. À l'article 74.1, al. 1, le législateur utilise l'expression «qui excèdent l'électricité patrimoniale» pour référer aux approvisionnements qui nécessitent une approbation de la procédure d'appel d'offres par la Régie :

«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 2.1° du premier alinéa de l'article 112.»

33. À la lecture des notes explicatives du Projet de loi no 116 (2000, chapitre 22) *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, l'objectif de distinguer un volume d'électricité patrimoniale du reste des approvisionnements est plus clair:

«Il prévoit également que le coût de la fourniture d'électricité autre que de l'électricité patrimoniale est établi au moyen d'une procédure d'appel d'offres et d'un code d'éthique soumis à l'approbation de la Régie. La procédure prévoit l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas, en tenant compte notamment du coût de transport applicable. La Régie surveille l'application de cette procédure et de ce code d'éthique, et les contrats d'approvisionnement du distributeur d'électricité sont soumis à son approbation.»

34. Dans les notes explicatives du Projet de Loi 116, le législateur utilisait l'expression «autre que de l'électricité patrimoniale ». L'intention du législateur était claire quant au fait que les approvisionnements autres que ceux inclus dans le volume d'électricité patrimoniale devront faire l'objet d'un appel d'offres dont la procédure aura été approuvée par la Régie, et non à la discrétion du Distributeur, et ce afin d'assurer un traitement équitable et impartial des fournisseurs qui participeront à ces appels d'offres.

35. En 2006, le législateur a modifié l'article 62 LRE pour permettre au Distributeur de conclure des contrats d'approvisionnement pour combler des besoins dans un réseau autonome :

«62. [...] 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.»

36. À cet égard, le Distributeur indique au paragraphe 81 de son argumentation que les contrats qui découleront du processus d'appel de propositions ne visent pas à satisfaire des besoins, mais à substituer une forme d'énergie par une autre.¹⁹

37. De plus, au présent dossier portant sur le Plan d'approvisionnement, le Distributeur énonce qu'il ne favorise pas la conclusion d'ententes gré à gré, mais plutôt le déploiement d'un modèle qu'il qualifie de «transparent et ouvert», par appel de propositions.²⁰

38. L'article 74.1 LRE vise justement cet objectif de traitement impartial et équitable des fournisseurs d'énergie participant à un appel d'offres.

39. Le GRAME soumet que le Distributeur ne peut se soustraire à son obligation de soumettre à l'approbation de la Régie une procédure d'appel d'offres et d'octroi, tel que prévu à l'article 74.1, en prétendant qu'il s'agit d'un «appel de propositions» ou d'un «appel d'intérêt».

40. Pour toutes ces raisons, le GRAME soumet que l'affirmation du Distributeur selon laquelle l'article 74.1 de la LRE ne trouve pas application pour les appels de propositions en réseaux autonomes ne devrait pas être entérinée par la Régie au présent dossier.

41. Le fait de retenir cette interprétation mènerait à la conclusion que la procédure prévue par le législateur à l'article 74.1 LRE pour permettre d'assurer un traitement équitable aux fournisseurs d'énergie ne s'appliquerait pas en réseaux autonomes. Telle n'était certainement pas l'intention du législateur lorsqu'il a exclu les volumes d'approvisionnement alloués aux réseaux autonomes du calcul du volume d'électricité patrimoniale.

42. La grille d'évaluation pour les appels d'offres de long terme devrait être respectée lors d'appels d'offres ou de propositions menant à la conclusion de contrats d'approvisionnement en réseaux autonomes, incluant le critère de développement durable (reconnu par la Régie dans la décision D-2004-212 au dossier R-3525-2004), le Distributeur ayant l'opportunité de modifier les critères de cette grille afin de s'adapter aux particularités de ses besoins en s'adressant à la Régie de l'énergie, comme pour ses approvisionnements en réseau intégré ne provenant pas du bloc d'électricité patrimoniale.

19 Argumentation du Distributeur, par. 81

20 Argumentation du Distributeur, par. 65

43. Le Distributeur a d'ailleurs témoigné à l'effet que son intention était de procéder avec les 4 critères présentés en audience ainsi qu'avec la grille approuvée par la Régie qui inclut le critère de développement durable.²¹

44. Bien que le Distributeur confirme que le critère de développement durable sera considéré à l'instar des autres appels d'offres en réseau intégré²², la Régie doit s'en assurer en approuvant la procédure d'appel d'offres et d'octroi de ces approvisionnements, tel que prévu à l'article 74.1 de la LRE.

45. Le GRAME soumet que l'article 74.2 qui prévoit un devoir de surveillance de la Régie et d'approbation des contrats d'approvisionnement, est également applicable au Distributeur pour ses approvisionnements en réseaux autonomes.

- Processus d'appel de propositions en Réseaux autonomes

46. Tel qu'indiqué précédemment (section 1.1), le Distributeur a précisé qu'il appliquerait la grille approuvée par la Régie (D-2004-212) pour les appels de propositions aux Iles-de-la-Madeleine, qui inclut le critère de développement durable.²³

47. Concernant les appels d'offres ou de propositions à venir dans les autres réseaux autonomes, le GRAME est d'avis qu'il pourrait être opportun de lancer des appels d'offres ou de propositions ciblés utilisant d'autres critères, par exemple par type de production, pour faciliter la comparaison des coûts.

48. Parmi les soumissionnaires de type thermique pourraient se greffer des ressources renouvelables, telles le solaire photovoltaïque. Pour ces raisons, le GRAME soumet que l'ensemble des réseaux visés par le calendrier d'appel de propositions soumis par le Distributeur devrait faire l'objet des mêmes critères d'éligibilité de base, incluant le critère de développement durable.

2.2 Énergie Solaire photovoltaïque

49. Lors des audiences au présent dossier, le Distributeur a annoncé le lancement d'un projet pilote à l'interne pour le développement de l'énergie solaire, ainsi que son intention de s'approprier cette technologie.²⁴

21 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 137-138, R. 159, m. Lagrange : «R. Bien, il y a les quatre critères que monsieur Zayat a mentionnés ce matin... [...]... économiquement acceptable, socialement, environnementalement, technologiquement, on ne veut pas de vitrine technologique. Et lorsqu'on va analyser l'ensemble de ces projets-là, c'est, parce qu'on risque d'avoir toutes sortes de propositions, dans le pointage, je rentre un peu dans le technique, là, mais dans le pointage qu'on va accorder pour ce qui est de franchir l'étape 1, là, du dossier, on va appliquer la grille, qui a été approuvée par la Régie, qui sert à ordonnancer les projets, là, un par rapport aux autres, et dans laquelle il y a un critère qui concerne le développement durable.»

22 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 136-137, R. 157, m. Lagrange : «[...] Donc il y a un pointage, on va utiliser la même grille de pointage que l'on utilise dans nos appels d'offres usuels pour «stacker», là...ordonnancer les propositions que l'on va avoir. Donc il y a, le critère de développement durable va servir à ce que l'on appelle l'étape 1 dans l'ordonnancement des projets.»

23 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 136 à 138, R. 157 et 159, m. Lagrange

50. Le GRAME maintient que la détermination d'un prix garanti d'achat est une avenue qui peut favoriser davantage l'émergence du solaire photovoltaïque qu'une option de mesurage net²⁵, et ce même si l'énergie excédentaire produite est rémunérée à un prix reflétant son coût de production puisque l'énergie consommée en première tranche par la clientèle des réseaux autonomes est moins chère que l'énergie solaire produite, tel qu'indiqué par Mme Moreau en présentation et en réponse à une question du président de la formation, m. Pilotto.

51. Compte tenu des avantages liés au potentiel de réduction des GES (Voir rapport GRAME II, Annexes I et II), le GRAME recommande à la Régie d'encourager le Distributeur à axer son projet pilote sur le calibrage d'un prix d'achat pour l'énergie solaire photovoltaïque, en parallèle à sa stratégie de conversion et d'approvisionnement en réseaux autonomes.

2.3 Stratégies d'approvisionnement

- PUEERA

52. Dans son rapport (GRAME-II, p. 8-9), le GRAME indiquait qu'il est nécessaire que le Distributeur clarifie les raisons pour lesquelles les compensations pour le mazout sont élevées au Nunavik, compte tenu de l'Entente concernant la mise en œuvre de la convention de la Baie-James et du nord québécois en matière de logement au Nunavik (2015).

53. Tel que requis par la Régie dans sa décision D- 2015-013²⁶, le Distributeur a produit une liste des réseaux qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur (HQD-2 doc. 2, p. 101).

54. Le GRAME soumet que l'analyse de cette liste permettra d'éclairer la Régie et d'assurer une équité entre clients, lorsque la compensation du PUEÉRA s'applique, considérant notamment que le Distributeur utilise des génératrices mobiles pour alimenter certains réseaux, avec des coûts de l'ordre de 2,5 M\$ par génératrice²⁷ (lesquels, compte tenu des appels d'offres à venir, pourraient ne pas être utiles sur la durée de vie de ces équipements).

24 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 140-141, R. 164, m. Lagrange : «Oui... excusez... on a poursuivi notre réflexion et il est évident qu'avec les coûts que l'on doit assumer pour produire de l'électricité en réseau autonome, qu'on voit une opportunité dans ces réseaux-là. Le but du Plan de conversion, c'est de réduire nos coûts, de réduire le manque à gagner annuel, près de deux cents millions de dollars (200 M\$) que l'ensemble des consommateurs doit assumer, et on va donc lancer un projet pilote, dès cette année, au niveau du solaire en réseau autonome. Il reste à déterminer le réseau qu'on va choisir mais on veut s'approprier cette technologie-là, on veut s'approprier ce « know-how », et on va le faire, dans un premier temps, je dirais, interne à nous (...)» (nos soulignés)

25 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 143

26 «[169] La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain plan d'approvisionnement, réseau par réseau, une liste des clients CII communautaires ou privés qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur, ainsi que ceux qui possèdent déjà des groupes électrogènes.»

27 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p.170, R. 207, m. Lagrange

55. Bien que les réponses à la DDR2 de la Régie aient permis d'éclairer le GRAME à cet égard (B-0063, HQD-3, doc. 1.1, R. 17 et suiv.), un suivi demeure important compte tenu des coûts.

-GDP

56. En ce qui concerne la gestion de la demande en puissance en réseau autonome, le GRAME vous réfère à la section 2.1 de son rapport.²⁸

57. Pour que le développement des ressources alternatives pour l'alimentation des réseaux autonomes prenne son envol, il sera nécessaire de mettre en place une procédure commerciale précise favorisant la contribution d'agents commerciaux.

58. Cette demande s'inscrit dans les orientations gouvernementales énoncées dans la nouvelle *Politique énergétique 2030* qui identifie un lien direct entre les domaines de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de l'empreinte de carbone, pour mettre en place de meilleures pratiques en matière énergétique.

-PGEE

59. Le GRAME recommande que le programme Portes et fenêtres fasse l'objet d'une évaluation, par un évaluateur indépendant, de son impact énergétique en réseaux autonomes.

60. Concernant l'introduction de projets en efficacité énergétique à titre de fourniture, le Distributeur vise davantage l'option de mesurage net, tel qu'exprimé par monsieur Zayat.²⁹

61. Le GRAME encourage le Distributeur à déterminer une stratégie d'approche ciblée avec les fournisseurs de projets en efficacité énergétique en réseaux autonomes. À cet égard, le GRAME rappelle la décision D-2015-013, rendue au dossier R-3864-2013, dans laquelle la Régie énonçait :

« [164] La Régie réitère l'avis qu'elle avait émis dans sa décision D-2011-162 :

« [375] La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects ».»³⁰

28 C-GRAME_II, p. 19 à 23

29 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 153-154, R. 184, m. Zayat : «[...]Mais, comme l'a mentionné monsieur Lagrange tantôt, la modification de l'option de mesurage net ou le reflet d'un meilleur tarif ou d'un meilleur signal de prix dans l'option de mesurage net pourrait être une façon peut-être plus appropriée pour aller capter des projets en efficacité énergétique en réseau autonome plus que d'inclure des projets d'efficacité énergétique à proprement dit dans nos appels de propositions.

30 R-3864-2013, D-2015-013, p. 39

III. Coûts évités en réseaux autonomes

62. Dans sa présentation, le GRAME a identifié 3 objectifs à atteindre afin de pallier la problématique des coûts évités ne reflétant pas les coûts de revient réels du Distributeur³¹ :

- (1) Identifier les coûts réels de l'exploitation des centrales par réseau autonome;
- (2) Les comparer avec ceux de différentes formes d'énergie renouvelables ;
- (3) Demander l'approbation des contrats pour les nouvelles centrales projetées avec des données comparatives.

63. Le GRAME a déposé à la pièce C-GRAME-0017 un extrait de la Décision D-2011-162 rendue au dossier R-3748-2010, soit dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020.³²

64. Dans cette décision, la Régie demandait au Distributeur de fournir, dans ses plans d'approvisionnement futurs, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement.

65. Au dossier R-3864-2013, le Distributeur avait déposé le coût de revient par réseau, tel qu'il appert de la pièce C-GRAME-0016³³.

66. Le GRAME soumet qu'il est nécessaire d'identifier les coûts de revient de l'exploitation des centrales par réseau autonome et de s'assurer que tous les coûts réels sont pris en compte.

67. En réponse à la question 3.3 de la demande de renseignements du GRAME, le Distributeur nous indique que les coûts de fourniture de réservoir, l'amortissement des investissements pour les travaux de mise à normes des parcs à carburant et les coûts des déversements ne sont pas inclus dans les coûts évités.³⁴

68. Le GRAME soumet que tous les coûts d'entretien et d'exploitation, incluant l'entreposage, l'amortissement des équipements (centrale et parc de carburant, équipements pour assurer la fiabilité des réseaux) et les coûts de déversements

31 Différence entre les coûts totaux de revient et les coûts d'entretien: ne correspond pas aux coûts évités pour l'année 2012, acétate PPP8

32 R-3748-2010, D-2011-162, p. 103, par. 377 : [377] Dans sa décision D-2011-064, la Régie soulignait la pertinence des informations relatives aux coûts réels des approvisionnements en réseaux autonomes. Compte tenu qu'une réduction de ces coûts passe par une meilleure connaissance de ceux-ci, la Régie demande au Distributeur de fournir, dans ses plans d'approvisionnement futurs, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement. Le Distributeur devra également comparer ces coûts à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement. La Régie invite, en outre, le Distributeur à joindre à ses comparaisons les expériences des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde.

33 Tableau 3.2 Coût de revient par réseau/Année 2012, HQD-2, doc.2, annexe 3, p. 74

34 B-0033, HQD-3, doc. 4, R. 3.3

accidentels (de moins de 15 M\$ par évènement³⁵) devraient apparaître dans le coût de revient d'un réseau autonome.

69. Au paragraphe 118 de son argumentation, le Distributeur indique qu'une étude de balisage sur les coûts d'entretien et d'exploitation ne porterait que sur 10 % des coûts, la balance représentant les coûts du combustible selon le Distributeur.

70. Lors de sa présentation, le GRAME a présenté une comparaison des coûts d'entretien et d'exploitation, tels qu'ils apparaissent au dossier R-3864-2012, avec les coûts évités en énergie pour la même année (dossier R-3776-2011) permettant de cerner les composantes des coûts des centrales de production au diesel du Distributeur, concluant que la composante principale des coûts penche dans une autre direction que les coûts du carburant.³⁶

71. Pour respecter la confidentialité des coûts de revient en vue des appels de propositions à venir³⁷, ce dépôt pourrait être effectué en suivi du présent plan d'approvisionnement, sous format strictement confidentiel pour les besoins d'approbation des contrats d'approvisionnement par la Régie.

72. En ce qui concerne le 2^e objectif de comparer les coûts de revient complets avec ceux de différentes formes d'énergies renouvelables de remplacement, cet objectif émane de la décision D-2011-162 dans laquelle la Régie formulait pour la première fois une demande de balisage des coûts de revient et des coûts de différentes formes d'énergie de remplacement.

73. Dans sa décision **D-2011-162** rendue au dossier R-3748-2010, la Régie a demandé au Distributeur de comparer les coûts de revient par réseau autonome à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement, et invite le Distributeur à joindre à ses comparaisons les expériences des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde :

«[377] Dans sa décision D-2011-064, la Régie soulignait la pertinence des informations relatives aux coûts réels des approvisionnements en réseaux autonomes. Compte tenu qu'une réduction de ces coûts passe par une meilleure connaissance de ceux-ci, la Régie demande au Distributeur de fournir, dans ses plans d'approvisionnement futurs, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement. Le Distributeur devra également comparer ces coûts à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement. La Régie invite, en outre, le Distributeur à joindre à ses comparaisons les expériences des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde.»³⁸

35 La décision D-2015-050 rendue au dossier R-3905-2014 phase 2 fixe à 15 M\$, par évènement, le seuil minimum pour les coûts à être inclus dans le compte d'écarts hors bas de tarification.

36 C-GRAME-0018, p. 8

37 B-0063, HQD-3, doc. 1.1, R.12.3

38 R-3748-2010, D-2011-162, par. 377

74. Dans la décision **D-2015-013**, rendue au dossier R-3864-2013, la Régie a réitéré cette demande :

«[156] La Régie réitère sa demande au Distributeur de présenter un balisage de ses coûts de fourniture d'électricité en réseaux autonomes, lors du prochain plan d'approvisionnement.»³⁹

75. Au présent dossier, la Régie a ordonné au Distributeur, dans la décision **D-2017-006**, de procéder avec célérité afin d'être en mesure de déposer les résultats lors du prochain plan d'approvisionnement :

«[71] Dans le présent dossier, le Distributeur indique qu'il ne procédera pas au balisage demandé en raison du contexte d'appel de propositions prévu, et dans le but de favoriser la concurrence.

[72] La Régie ordonne au Distributeur de procéder au balisage demandé et de déposer, au plus tard le 31 mars 2017 à 12h, un calendrier assurant sa réalisation et le dépôt des résultats lors du prochain dossier de plan d'approvisionnement.»⁴⁰

76. Le 31 mars 2017, le Distributeur a déposé les conclusions de sa réflexion et une proposition de calendrier pour connaître la disponibilité des données.⁴¹ Le GRAME soumet que cette étape visant à remettre en question l'ordonnance de la Régie aurait dû être franchie bien avant le 31 mars 2017. Néanmoins, le 5 avril 2017, la Régie a accepté la proposition du Distributeur afin de permettre un débat au présent dossier.⁴²

77. Le 5 mai 2017, le Distributeur dépose les résultats de son exercice de balisage visant à connaître dans un premier temps la disponibilité des données:

«Après une relance à tous les fournisseurs potentiels, le Distributeur a reçu deux propositions d'analyses pour comparer les coûts du Distributeur à ceux d'autres formes d'énergie et d'autres entités au Canada et ailleurs dans le monde, comme demandé par la Régie. Le coût pour réaliser l'exercice avoisinerait les 500 k\$, en sus des frais d'administration et autres frais éventuels. Un des fournisseurs estime à environ deux mois le temps requis pour réaliser les travaux.

Dans les circonstances, le Distributeur propose respectueusement, avant de poursuivre ses démarches, et si la Régie le juge à propos, qu'un échange à ce sujet ait lieu dans le cadre

39 R-3864-2013, D-2015-013, par. 156

40 D-2017-006, par. 71 et 72

41 B-0055 : «Considérant l'ensemble de ces éléments, le Distributeur propose à la Régie d'établir, dans un premier temps, un calendrier visant à connaître de façon générale la disponibilité des données concernant les réseaux nordiques canadiens et ailleurs dans le monde. Ainsi, le Distributeur et la Régie seront davantage en mesure de juger des résultats qui peuvent être raisonnablement attendus du balisage demandé et des ressources qui devront y être consacrées.»

42 A-0013 : «La Régie accepte la proposition du Distributeur et lui demande de déposer les résultats de l'exercice proposé au plus tard le 5 mai 2017, afin de permettre à la Régie et aux intervenants d'en prendre connaissance en temps utile avant l'audience débutant le 23 mai prochain.»

des audiences relatives au présent dossier afin qu'elle puisse confirmer la pertinence de l'exercice.»⁴³

78. Par ailleurs, le délai de 6 ans encouru entre la demande initiale de la Régie et la proposition du Distributeur de sonder des soumissionnaires pour effectuer cet exercice, n'a pas été expliqué par les témoins du Distributeur. En réponse à une demande en audience quant à la justification du délai pour informer la Régie des coûts et pour entamer des démarches avec des soumissionnaires, le Distributeur n'a pas été en mesure d'apporter une réponse devant la Régie.⁴⁴

79. En réponse à l'affirmation du Distributeur à l'effet que le balisage requis par la Régie serait dispendieux⁴⁵, le GRAME soumet que considérant les déficits récurrents des réseaux autonomes avoisinant 200 M\$ annuellement, le coût du balisage n'est pas significatif.⁴⁶

80. De plus, tel qu'indiqué par Mme Moreau, l'objectif du balisage est également de fournir de l'information objective pour les besoins d'approbation par la Régie des contrats d'approvisionnement. Aussi, puisque les coûts de revient par réseaux autonomes permettraient à la Régie de comparer le coût des centrales de production au diesel avec celles de production de type renouvelable, il ne semble pas nécessaire que le balisage comprenne aussi l'étude des coûts des centrales de production au diesel, ce qui permettrait de réduire le coût du balisage.

81. Pour ces raisons, le GRAME demande à ce que le balisage des coûts des différentes formes d'énergie de remplacement soit complété dans les meilleurs délais afin de permettre le dépôt des résultats au prochain dossier de plan d'approvisionnement, tel que requis par la Régie dans sa décision D-2017-006.

82. La réalisation de ces 2 objectifs permettrait au Distributeur de pouvoir procéder à des demandes d'approbation de contrats qui soient représentatives des coûts réels d'exploitation de centrales et ce, dans le but de comparer les coûts de revient du Distributeur avec ceux d'autres juridictions pour déterminer un coût acceptable pour la clientèle.

83. La connaissance des coûts d'exploitation des énergies renouvelable et des coûts de revient des centrales thermiques en réseaux autonomes permettrait à la Régie d'avoir un portrait plus complet des frais d'exploitation encourus par le Distributeur.

84. Tel qu'indiqué dans son mémoire, le GRAME recommande ainsi à la Régie de suspendre les appels d'offres et de propositions en réseaux autonomes, et ce dans l'attente de :

43 B-0059

44 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 176, R. 213, m. Lagrange

45 A-0021, Notes sténographiques du 23 mai 2017, p. 171, R. 210, m. Lagrange

46 C-GRAME-0018, p. 10

-L'identification d'un coût de revient par réseau, incluant les coûts réels d'exploitation d'une centrale thermique, notamment les coûts des déversements et de réhabilitation ;

-Le dépôt des résultats du balisage sur les coûts de revient et les coûts des différentes formes d'énergie de remplacement, tel que requis par la Régie dans la décision D-2011-162.

-L'approbation par la Régie de la procédure d'appel d'offres et de propositions préalable en vertu des dispositions de l'article 74.1 LRE.

Le TOUT, respectueusement soumis.

Le 1^{er} juin 2017.

(S) Geneviève Paquet

Geneviève Paquet, avocate

Procureure pour le GRAME