

**CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC**

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No. : R-4110-2019 ph.2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

et

**REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS
RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU
QUÉBEC -et- Als.**

Intervenants

HQD – DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029
Phase 1

(STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT POUR LE RÉSEAU DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE)

ARGUMENTATION

du REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(ci-après « **RNCREQ** »)

INTRODUCTION

1. Dans la phase 2 du présent dossier, la Régie doit se prononcer sur la stratégie de transition énergétique du réseau des Îles-de-la-Madeleine (ci-après la « **Stratégie** » et les « **IDLM** »)¹;
2. Parmi différentes possibilités, la demanderesse (ci-après « **HQD** » ou le « **Distributeur** ») privilégie le raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré par câbles sous-marins à partir de la Gaspésie comme solution pour la source principale d'alimentation et l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules pour assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation ainsi que comme moyen de gestion de la demande sur le réseau intégré (ci-après la « **Solution privilégiée** »)²;
3. Pour les motifs qui seront plus amplement détaillés ci-après, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas approuver cette Solution privilégiée;

CONTEXTE LÉGISLATIF ET PROCÉDURAL

4. HQD identifie à juste titre que la demande d'approbation qu'il présente est requise et encadrée par l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (ci-après « **LRÉ** »);
5. En outre, dans sa décision [D-2022-043](#), la Régie a précisé comme suit le cadre d'analyse de cette demande :

« [40] La phase 2 du présent dossier porte sur la Stratégie proposée par le Distributeur. La Régie est d'avis qu'elle n'a pas à se prononcer sur la justesse de la démarche entreprise par le Distributeur pour identifier la solution qu'il a privilégiée afin d'assurer la transition énergétique du réseau des Îles-de-la-Madeleine. Elle doit plutôt se prononcer sur la stratégie d'approvisionnement qu'il envisage pour les Îles-de-la-Madeleine, soit un raccordement par câbles sous-marins en provenance de la Gaspésie comme source principale d'alimentation du réseau, et l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en réserve afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation.

¹ A-0109 : décision [D-2022-043](#), par. 40.

² Argumentation d'HQD, [B-0278](#), par. 12.

[...]

[42] La solution envisagée par le Distributeur doit être examinée en tenant compte des autres scénarios analysés et en fonction des orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes à des énergies renouvelables, que la Régie a approuvées par sa décision D-2017-140. Ces orientations sont les suivantes :

- techniquement réalisables;
- économiquement rentables;
- acceptables d'un point de vue environnemental;
- accueillies favorablement par la communauté.

[...]

[45] Dans le cadre de la présente phase, la Régie doit déterminer si, à la lumière de la preuve déposée par le Distributeur, elle est en mesure d'approuver la Stratégie qu'il privilégie à ce jour. Elle comprend de la présentation du Distributeur que cette Stratégie sera complétée et confirmée, le cas échéant, à l'issue de l'avant-projet et qu'une démonstration complète du respect des quatre orientations sera effectuée au moment où le Transporteur soumettra à la Régie sa demande d'autorisation du Projet.

[50] La Régie constate que le Distributeur a répondu à ses diverses demandes de complément de preuve et a couvert, à travers les 17 scénarios analysés, les six filières les plus susceptibles de répondre aux quatre orientations citées précédemment⁴⁵. En conséquence, elle limite les demandes de renseignements (DDR) aux scénarios déposés en preuve, tout en permettant des questions sur des variantes raisonnables de ces scénarios. **En somme, les interventions des participants doivent permettre à la Régie d'évaluer si la solution privilégiée par le Distributeur à ce jour constitue la meilleure Stratégie, en comparaison aux scénarios étudiés.**

[51] Par ailleurs, la Régie juge pertinent d'analyser les autres aspects de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur aux Îles-de-la-Madeleine, incluant les enjeux liés au remplacement des systèmes de chauffage au mazout, au PUEÉ et aux interventions en efficacité énergétique envisagées.

[52] Au terme de la phase 2 du présent dossier, la Régie déterminera si les informations dont dispose le Distributeur sont suffisantes pour justifier la Stratégie, incluant les enjeux cités au paragraphe précédent. **Elle rappelle qu'elle doit disposer d'informations suffisantes relativement à la stratégie**

d’approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux divers scénarios analysés à cette fin et à leurs coûts estimés respectifs, afin d’être en mesure de décider s’il y a lieu d’approuver ou non la Stratégie qu’il privilégie. »³ (nos caractères gras, références omises)

QUESTIONS EN LITIGE

6. À la lumière du cadre procédural indiqué par la Régie ci-avant, les questions en litige peuvent être formulées comme suit :
- A) Le Distributeur a-t-il fourni suffisamment d’informations relativement à la stratégie qu’il privilégie et aux divers scénarios analysés afin de permettre à la Régie de rendre une décision éclairée?
 - B) À la lumière des informations dont elle dispose, la Régie devrait-elle approuver la Solution privilégiée?
7. Nous soumettons respectueusement qu’une réponse négative à la première question doit entraîner une réponse négative à la seconde. En effet, la Régie ne devrait pas entériner une stratégie d’approvisionnement lorsque des informations importantes sont déficientes ou manquantes;

LES ARGUMENTS

PREMIÈRE QUESTION : Le Distributeur a-t-il fourni suffisamment d’informations relativement à la stratégie qu’il privilégie et aux divers scénarios analysés afin de permettre à la Régie de rendre une décision éclairée?

8. Pour répondre à cette question, la suffisance des informations transmises par le Distributeur doit s’analyser en fonction des quatre orientations que sont :
- la fiabilité de l’approvisionnement;
 - la réduction des coûts d’approvisionnement;

³ [A-0109](#), par. 40.

- la réduction des émissions de gaz à effets de serre; et
 - l'acceptabilité sociale et environnementale;⁴
9. Au-delà de ces quatre orientations déjà approuvées par la Régie, celle-ci peut aussi appliquer d'autres critères, notamment par rapport à l'article 5 LRÉ;
10. Le RNCREQ considère que les informations fournies devraient non seulement être suffisantes pour permettre une comparaison des scénarios, mais aussi adéquates assurer la fiabilité des résultats;

FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

11. Sur la question de la fiabilité de l'approvisionnement, il n'y a pas d'enjeu majeur quant à la suffisance des informations transmises;
12. En effet, le Distributeur indique que tous les scénarios qu'il a analysés sont considérés comme fiables⁵;
13. Le Distributeur ajoute aussi avec raison qu'aucun intervenant ne soulève que la Solution privilégiée présenterait des problèmes d'approvisionnement⁶;
14. Dans son argumentation, le Distributeur fait toutefois valoir des réserves quant à des risques opérationnels que pourraient présenter certains scénarios par rapport à la solution qu'il privilégie⁷, bien que dans la preuve il affirme que tous ces risques peuvent être atténués⁸;
15. À tout événement, nous soumettons qu'un exercice de comparaison à cet égard doit se faire dans le cadre de la deuxième question en litige, à savoir : est-ce que la Régie devrait ou non approuver la Solution privilégiée;
16. Ainsi, dans le cadre de cette première question, il nous semble que le Distributeur ait satisfait son fardeau quant à la suffisance des informations

⁴ [A-0109](#), par. 43.

⁵ [B-0278](#), par. 38.

⁶ [B-0278](#), par. 37.

⁷ [B-0278](#), par. 38.

⁸ [B-0204](#), p. 9 et 22.

transmises relativement à la fiabilité de l'approvisionnement des 17 scénarios à l'étude, incluant la Solution privilégiée;

LA RÉDUCTION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

17. Eu égard à la réduction des coûts d'approvisionnement, le RNCREQ reconnaît que le Distributeur a transmis considérablement d'informations;
18. Cela dit, quelques aspects de la preuve économique du Distributeur sont incomplets, voire confus. Par exemple, vu l'importance que le Distributeur prête à son étude comparative selon la méthode Monte Carlo⁹, la Régie aurait certainement besoin d'informations plus détaillées sur ses intrants et la méthodologie appliquée;
19. Or, tel que souligné dans la réponse du RNCREQ à la DDR no 2 de la Régie¹⁰, cette étude Monte-Carlo ne tient pas compte des incertitudes liées à la demande ni d'autres intrants-clés comme les prix de l'électricité, les taux de change, les taux d'intérêt, etc.;
20. Soulignons également que le détail de l'analyse économique de base qui soutient l'étude Monte-Carlo ne se retrouve nulle part dans la preuve en chef du Distributeur (B-0204). La seule façon de prendre connaissance de ce détail est de consulter le fichier Excel produit sous pli confidentiel sous la cote B-0267 et même là, en consultant ce document on peut constater que les formules y ont été supprimées¹¹. Ainsi, non seulement cela mine la « suffisance » des informations transmises par le Distributeur à cet égard, mais compromet en plus toute vérification que pourrait vouloir faire la Régie de l'analyse économique du Distributeur;

⁹ [B-0204](#), p. 23.

¹⁰ [C-RNCREQ-0105](#), p. 3.

¹¹ Ce qui avait d'ailleurs été relevé dans le rapport d'analyse externe du RNREQ, [C-RNCREQ-0103](#), p. 13 et 16 (p. 17 et 20 du .pdf).

21. D'autre part, le rapport d'analyse externe du RNCREQ a mis en lumière certains éléments qui viennent affecter les coûts de certains scénarios à l'étude, dont notamment les coûts des scénarios éoliens et ceux du scénario retenu (S-3)¹²;
22. Cela dit, ces éléments prendront leur pertinence lors de l'exercice de comparer les scénarios avec celui privilégié par le Distributeur, exercice qui se fera lors de l'étude de la deuxième question en litige un peu plus loin ci-dessous;
23. Nous reviendrons d'ailleurs plus amplement sur ce point en adressant cette seconde question en litige, mais mentionnons dès à présent que dans les réponses à la DDR no 11 de la Régie¹³, on apprend que les spécialistes appelés à fournir des paramètres pour l'étude Monte Carlo ont, en effet, proposé des valeurs médianes pour les divers coûts qui sont très différents de l'estimation économique préparée, selon notre compréhension, par d'autres spécialistes au sein de l'entreprise. Sans des informations détaillées sur ces choix asymétriques sinon contradictoires, il devient difficile pour la Régie de juger de la valeur probante de l'une ou l'autre des deux analyses (analyse Monte-Carlo et analyse économique de base). C'est à ce niveau que nous estimons que la preuve du Distributeur est confuse, affectant ainsi la suffisance des informations qu'il a transmises à cet égard;

LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFETS DE SERRE

24. Au niveau de la suffisance des informations fournies par le Distributeur, la situation à l'égard du critère de la réduction des gaz à effets de serre est sensiblement la même qu'à l'égard du critère de la réduction des coûts d'approvisionnement;
25. En effet, le Distributeur a transmis une bonne quantité d'informations, quoique celles-ci ont dû être complétées suite au dépôt de la preuve principale, notamment par les Demandes de renseignements (« DDR »);
26. Tout comme pour le critère de la réduction des coûts d'approvisionnement, les corrections qui s'imposent à ce niveau seront discutées dans le cadre de la deuxième question en litige. Soulignons toutefois ici que dans sa preuve, le Distributeur affecte des émissions de GES nulles à tout kWh d'électricité produit par les centrales hydrauliques d'Hydro-Québec, ce qui implique d'affecter une

¹² Voir [C-RNCREQ-0103](#), sections 5.1.2. aux pages 18 et suivantes (p. 22 et ss. du .pdf) et 5.2 aux pages 24 et suivantes (p. 28 et ss. du .pdf).

¹³ [B-0275](#), R-3.1, p. 29. Ces spécialistes se sont aussi prononcés sur les niveaux de contingence requis.

valeur nulle aux émissions des réservoirs¹⁴. Or, une telle prémisse n'est pas soutenue dans la preuve du Distributeur et ne s'appuie sur aucune littérature scientifique à la connaissance du RNCREQ¹⁵. Ainsi, l'absence d'information sur les émissions de GES associées à cette composante principale de l'énergie qui sera consommée aux IDLM dans le cas du scénario privilégié rend les informations fournies insuffisantes au niveau de l'orientation environnementale;

L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

27. C'est au niveau de ce critère que le RNCREQ soumet respectueusement que les informations transmises par le Distributeur sont manifestement déficientes et incomplètes, justifiant ainsi à elles seules une réponse négative à cette première question en litige;
28. Comme l'ont souligné le RNCREQ et d'autres intervenants¹⁶, la méthode utilisée par le Distributeur pour évaluer le critère de l'acceptabilité sociale manque de rigueur, pour dire le moins;
29. Le Distributeur a beau chercher à défendre sa façon de faire en indiquant que « *l'analyse de l'acceptabilité sociale s'est effectuée non pas par l'interprétation d'un seul moyen quantitatif, mais bien par l'amalgame des nombreux moyens utilisés (par exemple, plateforme de conversation en ligne, rencontres de parties prenantes et sondage téléphonique)* »¹⁷, la réalité est que son évaluation de l'acceptabilité sociale n'est basée que sur un seul moyen : le sondage téléphonique;
30. En effet, chaque fois que le Distributeur doit recourir au critère de l'acceptabilité sociale pour écarter un scénario ou justifier celui qu'il privilégie¹⁸, il s'appuie rigoureusement et uniquement sur les valeurs apparaissant à la troisième

¹⁴ B-0267, onglet « GES », ligne 234 et [B-0275](#), p. 54, R-7.1.

¹⁵ À la réponse 7.1 de la DDR no 11 de la Régie ([B-0275](#), R-7.1, p. 53), le Distributeur réfère aux lignes directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (« GIEC »), mais sans indiquer de passage ou citation précise supportant son point. Cela dit, le GEIC ne se prononce pas sur les émissions de GES associés à l'électricité produite par des centrales hydroélectriques.

¹⁶ Voir notamment : [C-AQPER-0068](#), p. 7-10, [C-CMIDLM-0006](#), p. 13 et ss., [C-FCEI-0067](#), p. 8, [C-RNCREQ-0103](#), p. 5-6 et [C-RTIÉE-0090](#), p. 41 et ss..

¹⁷ Argumentation du Distributeur, [B-0278](#), par. 43. Voir également la réponse 4.1 à la DDR no 10 de la Régie, [B-0248](#), p. 20.

¹⁸ Voir notamment : [B-0204](#), p. 27, lignes 10 à 15 et 18 à 20 – p. 28, lignes 9 à 11, 16 à 18 et 26 à 28 – p. 29, lignes 1 à 3 et 6 à 9;

colonne de son Tableau 3¹⁹, alors que ces valeurs ne sont qu'une reproduction des résultats du sondage téléphonique apparaissant à la p. 10 de l'Annexe C²⁰;

31. Force est donc de constater que les résultats de la consultation en ligne ou l'issue des rencontres avec les parties prenantes n'ont reçu aucune incidence dans l'exercice de comparaison des scénarios auquel s'est livré le Distributeur²¹;
32. Il y a donc une incohérence flagrante dans le discours du Distributeur lorsqu'il dit que l'acceptabilité sociale a été évaluée en fonction de nombreux moyens, car ce n'est pas ce qu'il présente en preuve;
33. Il n'y a aucun doute que le Distributeur a effectivement récolté des commentaires sur la plateforme en ligne et il a assurément rencontré des parties prenantes, mais ultimement sa preuve de l'acceptabilité sociale ne s'articule qu'autour d'un sondage téléphonique de 15 minutes réalisés auprès de 609 répondants²²;
34. Avec égards, une telle évaluation de l'acceptabilité sociale ne rencontre pas les standards auxquels la Régie est en droit de s'attendre;
35. Au paragraphe 44 de son argumentation²³, le Distributeur fait une énumération des activités de consultation qu'il a effectuées à ce jour;
36. Toutefois, le Distributeur n'indique nulle part dans sa preuve ce qui est ressorti de ces consultations;
37. Est-ce que toutes ces parties prenantes ont eu la chance de s'exprimer ou est-ce qu'il s'agissait d'une séance d'information à sens unique? Si les parties prenantes ont eu la chance de s'exprimer, est-ce que le Distributeur en a conservé des notes ou est-ce qu'il ne faut se fier qu'à la mémoire des

¹⁹ [B-0204](#), p. 26

²⁰ [B-0204](#), p. 108

²¹ Soulignons que le Distributeur en tient compte dans une certaine mesure pour les scénarios S-3, S-6 et S-15 lors de son « Analyse complémentaire » (Section 5.2 de [B-0204](#), p. 30), mais uniquement pour dire que les préoccupations exprimées lors de la consultation populaire (c'est-à-dire les Annexes B et C) lui ont permis d'identifier certains risques. Ultimement l'identification de ces risques ne servira qu'à justifier l'exclusion des scénarios S-6 et S-15 en raison de leur utilisation de GNL-R. Il demeure donc vrai que pour tous les autres scénarios à l'étude, l'évaluation de l'acceptabilité ne s'est faite que sur la base des résultats rudimentaires du sondage téléphonique, à l'exclusion de toute autre forme de consultation populaire.

²² Voir [B-0204](#), p. 103.

²³ [B-0278](#), p. 11-13.

participants? S'il y a eu des notes de prises, pourquoi celles-ci ne sont-elles pas colligées et communiquées en annexes à la preuve, mais plus important encore : pourquoi celles-ci n'ont-elles aucune influence sur la valeur du pourcentage d'acceptabilité sociale apparaissant à la troisième colonne du Tableau 3?

38. Dans le même ordre d'idée, nous ne savons rien de ce sur quoi portait toutes ces consultations avec les parties prenantes. Est-ce que les 17 scénarios ont été discutés? Est-ce que c'était seulement les six filiales d'énergie? Est-ce que c'était seulement le projet de raccordement par câble sous-marin? Nous n'en savons rien²⁴;
39. À la lumière de toutes ces questions sans réponse par rapport aux consultations que le Distributeur dit avoir effectuées, il est loisible de se demander quelle est la force probante que l'on doit accorder à ces consultations;
40. Selon le RNCREQ, la force probante de ces consultations est nulle en raison de tous les inconnus qui les entourent;
41. Ainsi, une fois les consultations écartées à titre « d'éléments ayant permis d'évaluer l'acceptabilité sociale », il ne reste que le sondage téléphonique et là encore, le RNCREQ soumet que la valeur probante de cet exercice pour évaluer l'acceptabilité sociale doit être minime, sinon nulle, puisque nettement insuffisant;
42. Dans sa preuve, le Distributeur cite le gouvernement en indiquant que « [l]’acceptabilité sociale ne se quantifie pas, elle se décrit »²⁵, s'appuyant ainsi sur le site internet du gouvernement relativement aux politiques et orientations en matière d'acceptabilité sociale²⁶;
43. Le RNCREQ ne peut s'empêcher de noter qu'au bas de cette page internet, il y a la section « À consulter aussi » qui renvoi à des « Documents ministériels en

²⁴ À la question 1.6 de sa DDR no 11 ([A-0128](#), Q-1.6, p. 9), la Régie demandait au Distributeur de confirmer ou infirmer que les consultations réalisés en septembre et en octobre 2021 portaient uniquement sur le scénario S-3, mais la réponse donnée par le Distributeur ne répond pas à la question ([B-0275](#), R-1.6, p. 13).

²⁵ [B-0204](#), p. 8. Comme l'a relevé la Régie dans sa DDR no 10 ([A-0111](#), Q-4.1, p. 10) il est toutefois paradoxal que le Distributeur se soit livré à l'exercice de quantifier cette acceptabilité sociale en lui attribuant des valeurs sous forme de pourcentage suite au sondage téléphonique.

²⁶ Voir la note de bas de page 11 du document HQD-11-1 ([B-0204](#)) qui réfère au lien suivant : <https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/acceptabilite-sociale>.

matières d'acceptabilité sociale », parmi lesquels il y en a un intitulé « [Fiche synthèse : Facteurs d'influence de l'acceptabilité sociale](#) »²⁷;

44. En consultant cette fiche synthèse du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (ci-après « MERN »), le RNCREQ peine à comprendre pourquoi dans le présent dossier l'évaluation de l'acceptabilité sociale ne s'est pas faite selon les différents facteurs d'influence que l'on retrouve dans le document, à savoir :
- les bénéfices et répercussions pour les communautés locales;
 - la participation à la prise de décision;
 - la confiance envers les promoteurs et les institutions;
 - les contextes sociaux, économiques, territoriaux et géographiques;
 - les connaissances et savoirs locaux;
 - les valeurs, croyances et attentes;
 - les risques réels ou perçus et incertitudes;
 - les impacts sur le milieu de vie et l'environnement; et
 - les bénéfices et répercussions pour les communauté locales;
45. Que ce soit dans la preuve ou dans les questions du sondage téléphonique, il est regrettable que l'on ne retrouve aucun de ces facteurs d'influence ni même une référence à ceux-ci;
46. Ainsi, sur cette première question, nous soumettons respectueusement que le Distributeur a totalement failli à son obligation de transmettre suffisamment d'informations relativement à l'acceptabilité sociale;

²⁷ https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/energie-ressources-naturelles/publications-adm/documents-ministeriels/AS-Aide-memoire_facteurs-Influence.pdf?1575470117.

47. Tel que précédemment mentionné, nous soumettons qu'à lui seul ce manque est suffisant pour que la Régie n'approuve pas la stratégie qui sous-tend la Solution privilégiée;
48. En effet, l'exercice d'approbation auquel doit se livrer la Régie en vertu de l'article 72 LRÉ doit se faire sur la base d'un portrait complet;
49. Il se peut effectivement qu'une éventuelle évaluation en bonne et due forme de l'acceptabilité sociale révèle que la Solution privilégiée est celle qui obtient la meilleure note;
50. On doit cependant se garder de le présumer sur la base des informations rudimentaires présentées par le Distributeur, notamment vu l'importance du critère d'acceptabilité sociale dans le présent cas, mais aussi en raison du fait que l'acceptabilité sociale « par scénario » pourrait s'avérer bien différente de l'acceptabilité sociale « par filière »;
51. À titre d'exemple, les scénarios S-2 et S-3 reçoivent tous deux une cote de 76%, mais sachant que la nuance entre ces deux scénarios (le S-2 utilise la centrale seulement lors des indisponibilités du câble, alors que le S-3 l'utilise en plus comme moyen de gestion de pointe pour environ 100 heures par années²⁸) n'a pas été présentée aux répondants sur la plateforme numérique ni aux répondants du sondage téléphonique²⁹, il se peut que la cote du S-3 s'avère plus basse que 76% si les répondants avaient été mieux informés;
52. Cela est d'autant plus vrai lorsque l'on sait que ce sont les considérations écologiques qui ont principalement motivées les répondants au sondage téléphonique à préférer le raccordement par câbles³⁰. Dans cette optique, on peut imaginer que si les répondants avaient eu à indiquer leurs préférences entre un scénario qui n'utilise la centrale qu'en cas d'indisponibilité du câble par rapport à un scénario qui l'utilise environ 100 heures de plus chaque année, ces répondants auraient peut-être (à tort ou à raison) privilégié le scénario 2 au scénario 3;
53. Ce manque de nuance entre les différentes options présentées aux répondants vient aussi notamment affecter la cote d'acceptabilité sociale des scénarios ayant recours à l'éolien;

²⁸ [B-0204](#), p. 12-13.

²⁹ [B-0204](#), Annexe B aux p. 51 à 58 et Annexe C aux p. 116 à 121.

³⁰ [B-0204](#), Annexe C, p. 121.

54. Si l'appréciation de l'acceptabilité sociale avait été réalisée en fonction des différents scénarios, il serait en effet surprenant que les éoliennes terrestres et les éoliennes en mer reçoivent les mêmes cotes dans tous les cas. Il est en fait étonnant que le Distributeur ne les traite pas comme des filières distinctes, étant donné leurs différences importantes en termes de coûts et d'impacts environnementaux;
55. D'autre part, la façon dont le Distributeur a évalué l'acceptabilité sociale des scénarios S-15, S-16 et S-17 laisse perplexe;
56. De toute évidence, une cote d'acceptabilité sociale ne peut pas être « 31%-59% » puisque cela ne fait aucun sens et il n'y aurait aucune rigueur intellectuelle à dire que la cote est la médiane entre les deux (45%) ou toute autre valeur comprise dans la fourchette;
57. Dans sa preuve, le Distributeur indique que ces scénarios S-15, S-16 et S-17 présenteraient des niveaux de favorabilité entre 31% et 59%, d'où le « 31%-59% »³¹;
58. Or, cela démontre que le Distributeur ne fournit pas une preuve suffisante quant à l'acceptabilité sociale dans la présente affaire puisqu'il n'a aucune idée de ce que pense les parties prenantes et les populations sondées quant à une combinaison de filières énergétiques;
59. En effet, il serait fondamentalement erroné de croire qu'il y a une adéquation parfaite entre le recours à une filière seule et son utilisation au sein d'une combinaison;
60. On peut en effet facilement imaginer qu'un individu sondé par téléphone puisse être d'avis (à tort ou à raison) que le recours au GNL-R seul ou à l'éolien seul n'est pas envisageable (justifiant ainsi peut-être des cotes individuelles de 31% et 59%), mais qu'une fois combinées, ces deux filiales s'avèrent une bien meilleure option (d'où possiblement une cote supérieure à leur moyenne de 45%, ou même meilleur que les 59% attribué à l'éolien seul);
61. Or, vu les lacunes de la preuve du Distributeur à cet égard, nous ne pouvons actuellement que le présumer, alors que le tout devrait s'appuyer sur des données empiriques;

³¹ [B-0204](#), p. 29, ligne 6-7.

62. Bref, il est possible que le scénario du raccordement par câble sous-marin soit parmi les scénarios qui présente la meilleure acceptabilité sociale, mais sur la base de la preuve présentée jusqu'à maintenant par le Distributeur, le RNCREQ soumet qu'il est tout aussi possible que son acceptabilité sociale ne soit pas satisfaisante;
63. D'autre part, le Distributeur ne saurait pouvoir justifier l'insuffisance et l'inadéquation des informations qu'il a transmises en indiquant qu'« [u]ne mesure de l'acceptabilité sociale du ou des projets spécifiques découlant de chacun des scénarios en analyse aurait requis que de telles études soient réalisées pour chacun d'entre eux afin de les définir plus finement, ce qui n'est évidemment pas envisageable au plan de l'usage prudent et raisonnable des ressources financières et humaines, ainsi qu'en terme de temps »³²;
64. Le RNCREQ doute sérieusement qu'il n'était pas envisageable de procéder à un sondage téléphonique où les questions auraient portées sur les 17 scénarios plutôt que les 6 filières d'énergie, ou encore qu'il n'était pas prudent et raisonnable en termes de ressources financières et humaines d'échanger, lors des consultations avec les parties prenantes, sur ces 17 scénarios et colliger leurs commentaires selon les différents facteurs d'influence apparaissant à la fiche synthèse du MERN;
65. Bien sûr, cela aurait requis un exercice de synthèse et un travail un peu plus exigeant que ce que n'a fait le Distributeur jusqu'à maintenant, mais nous soumettons qu'il n'y a là rien de déraisonnable à s'attendre à un tel effort de la part du Distributeur, surtout comparé aux efforts et énergies qu'il a déjà investis dans les études au soutien de l'option du câble;
66. Dans tous les cas, le Distributeur ne saurait pouvoir prétendre qu'il était trop long, trop compliqué ou trop coûteux d'évaluer convenablement l'acceptabilité sociale;
67. Autrement, cet argument serait tout aussi bon pour le volet « réduction des coûts », « réductions des émissions de GES » ou « fiabilité de l'approvisionnement » et dénaturerait l'exercice d'approbation que doit effectuer la Régie;

³² [B-0275](#), R-1.3, p. 12.

68. Pour ces motifs, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas approuver la Solution privilégiée et inviter le Distributeur à bonifier le volet « évaluation de l'acceptabilité sociale » de sa demande, quitte à ce que le tout soit resoumis lors de la prochaine demande d'approbation de son Plan d'approvisionnement;

DEUXIÈME QUESTION : À la lumière des informations dont elle dispose, la Régie devrait-elle approuver la Solution privilégiée ?

69. Tel que mentionné en introduction, le RNCREQ ne recommande pas à la Régie d'approuver la Solution privilégiée;
70. En effet, non seulement les informations relatives à l'évaluation de l'acceptabilité sociale sont-elles déficientes, mais le RNCREQ soumet additionally que dans son exercice de comparaison en fonction des quatre orientations, la Solution privilégiée par le Distributeur est loin d'être supérieure aux autres scénarios étudiés;
71. À cet égard, l'évaluation de la Solution privilégiée en fonction des orientations relatives aux économies de coûts et aux réductions d'émissions de GES n'est pas fiable. Conformément aux propos de la Régie au paragraphe 50 de sa décision procédurale [D-2022-043](#), cela met en lumière le fait que ladite Solution privilégiée n'est finalement pas la meilleure stratégie lorsque comparée aux autres scénarios;
72. Cela dit, avant d'aborder ces points où l'analyse du Distributeur doit être nuancée, soulignons que le Distributeur n'a pas tort lorsqu'il allègue aux paragraphes 16 et 17 de son argumentation³³ qu'il ne peut se faire imposer l'un ou l'autre des scénarios qui n'est pas celui qu'il privilégie;
73. Ainsi, le RNCREQ reconnaît d'emblée que les fins de l'exercice ne sont pas d'imposer l'une ou l'autre des stratégies au Distributeur. Néanmoins, si la preuve démontre qu'il existe une meilleure solution que ce que ne privilégie le Distributeur, le RNCREQ soutient que c'est là un argument qui justifie de rejeter le scénario privilégié par le Distributeur;

³³ [B-0278](#), p. 4.

74. D'autre part, le fait que le Distributeur ne peut pas se voir imposer un scénario ne saurait lui permettre de ne pas analyser ces autres scénarios « alternatifs » avec le même degré de soin que le scénario qu'il privilégie;
75. Ainsi, il est respectueusement soumis que le Distributeur ne devrait pas discriminer dans sa façon d'évaluer et présenter les différents scénarios, autrement son approche s'en trouverait biaisée au point d'invalider le résultat de l'exercice;
76. Malheureusement, le RNCREQ soumet qu'en l'espèce le Distributeur avait dès le départ un biais en faveur du raccordement par câble sous-marin, ce qui explique dans un premier temps le manque de profondeur de l'évaluation de l'acceptabilité sociale, mais aussi le fait qu'il semble que le Distributeur soutienne le S-3 comme étant le plus approprié en l'espèce, peu importe ses résultats aux orientations de coûts et d'émissions de GES;
77. En effet, le RNCREQ ne peut s'empêcher de noter que dès 2018, le Distributeur avait indiqué que son projet était de raccorder les IDLM par un câble sous-marin³⁴;
78. Cela dit, le RNCREQ rappelle ici les propos de la Régie dans sa décision [D-2020-070](#)³⁵ :

« [53] La Régie rappelle l'importance de l'examen du Plan en vertu de l'article 72 de la Loi, qui se situe en amont, dans le « continuum » des responsabilités et des pouvoirs qu'elle exerce dans le cadre de sa compétence exclusive pour **surveiller, notamment, les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif.**

[54] Aux fins d'un tel examen, **la Régie souligne qu'il est essentiel qu'elle dispose d'informations suffisantes relativement à la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux diverses mesures analysées à cette fin et à leurs coûts estimés respectifs, afin d'être en mesure de décider s'il y a lieu d'approuver ou non le Plan qu'il propose.** » (nos caractères gras, références omises)

³⁴ [B-0204](#), p. 5. Voir également : [B-0010](#), p. 41, lignes 8-15.

³⁵ [A-0018](#), p. 16.

79. Pour les motifs qui seront plus amplement détaillés ci-après, le RNCREQ soumet que lorsque les correctifs sont apportés au niveau des coûts et des émissions de GES, la Solution privilégiée ne doit pas être approuvée puisque le Distributeur n'a pas rempli son fardeau de démontrer que cette solution basée sur le scénario S-3 répond mieux aux critères retenus que d'autres scénarios considérés;

PRÉCISIONS AU NIVEAU DES COÛTS

La comparaison des scénarios

80. D'entrée de jeu, rappelons que dans sa preuve, le Distributeur ne s'était pas livré à l'exercice d'ordonnancer les différents scénarios selon leurs coûts;
81. L'analyste externe du RNCREQ a toutefois fait ce travail et nous reproduisons ici son Tableau 2 (la ligne caviardée est le « S-5 – Conversion GNL »)³⁶ :

Tableau 2. Résultats de l'analyse économique

Scénario	total act. (000\$)	écart p/r au plus économique	
		(000\$)	%
S8 - Éolien (+26,8 MW en 2 ph.)	1562		
S16 - Éolien (+26,8 MW en 2 ph.) + GNL-R	1633	71	4.5%
S7 - Éolien (+13,4 MW)	1718	156	10.0%
S15 - Éolien (+13,4 MW) + GNL-R	1725	163	10.4%
S17 - GNL-R + Éolien +13,4 MW + Solaire centr. 10 MW	1728	166	10.6%
S9 - 3 Éoliennes en mer (36 MW)	1776	214	13.7%
S11 - Solaire centr. 10 MW	1882	320	20.5%
S12 - Solaire centr. 20 MW	1887	325	20.8%
S6 - GNL-R	1904	342	21.9%
S1 - Statu quo	1953	391	25.1%
S3 - Raccordement (Percé) + effac. à la pointe	1965	403	25.8%
S10 - 5 Éoliennes en mer (60 MW)	1966	404	25.9%
S2 - Raccordement (Percé)	2072	510	32.6%
S4 - Raccordement Maritimes (2029)	2091	529	33.9%
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	2169	607	38.9%
S13 - Biomasse (3 chaudières)	2400	838	53.6%

82. Le Distributeur admet que le scénario qu'il privilégie (S-3) n'est pas celui qui offre la meilleure réduction de coûts par rapport au *statu quo*, mais nous estimons

³⁶ [C-RNCREQ-0103](#), p. 17. Le S-5 est le seul scénario pour lequel le coût total actualisé n'est pas rendu public dans le chiffrer B-0267.

important de souligner que 11 autres scénarios (dont le *statu quo* S-1) sont plus économiques que le S-3, dont notamment six des sept scénarios ayant recours à l'énergie éolienne;

83. Tel que mentionné dans la preuve du RNCREQ³⁷, le scénario offrant les meilleures économies (S-8) a des coûts actualisés de presque 400 millions \$ moins élevés que le *statu quo*, alors que le scénario privilégié a des coûts légèrement plus élevés que le *statu quo* et 25 % plus élevé que le S-8;
84. Le Distributeur a pourtant indiqué en preuve qu'un des éléments dont il a tenu compte pour faire passer des scénarios à l'étape d'études complémentaires était la « *réduction significative des coûts d'approvisionnement par rapport au **statu quo*** »³⁸;
85. C'est ce genre d'incohérence qui porte le RNCREQ à soumettre que le Distributeur était dès le départ biaisé en faveur du S-3, puisque ce scénario n'apporte aucune réduction par rapport au *statu quo*, et encore moins de façon *significative*;

Énergie éolienne

86. La preuve produite par le RNCREQ révèle, études à l'appui, que les prévisions du Distributeur à l'égard des coûts futurs de l'énergie éolienne sont extrêmement pessimistes³⁹;
87. À cet égard, dans ses réponses à la DDR no 11 de la Régie, le Distributeur suggère qu'il a déjà tenu compte de ces études dans les analyses présentées en preuve⁴⁰;
88. Par rapport au Graphique 7 du rapport d'analyse externe du RNCREQ⁴¹, le Distributeur indique qu'« *il serait toutefois surprenant de payer en 2050, en dollars courants, le prix de 2014* »⁴². Il semble faire référence à la ligne rose de la section du graphique qui, selon la légende originale (omise du rapport d'analyse externe), représente les résultats les plus élevés de l'élicitation de

³⁷ [C-RNCREQ-0103](#), p. 18.

³⁸ [B-0204](#), p. 27, ligne 5.

³⁹ [C-RNCREQ-0103](#), section 5.1.2, p. 18 et ss.

⁴⁰ [B-0275](#), R-6.4, p. 49-53.

⁴¹ [C-RNCREQ-0103](#), p. 19 (p. 23 du .pdf).

⁴² [B-0275](#), R-6.4, p. 49, lignes 13-14.

2015. Ce même graphique indique, selon les résultats médians, une baisse d'environ 35% en dollars constants entre 2015 et 2050, alors que les résultats les moins élevés montrent plutôt une réduction de 50%. Rappelons que les changements depuis 2015 (indiqués sur le même graphique) démontrent une évolution de loin plus basse que ces résultats d'élicitation les moins élevés;

89. Soulignons également que les prévisions du Distributeur dans le présent dossier (incidemment en dollars constants d'ici 2067⁴³) ressemblent plus aux résultats les plus élevés de 2015, soit ceux que le Distributeur trouve « surprenant »;
90. Toujours dans sa réponse 6.4 à la DDR no 11 de la Régie, le Distributeur explique ensuite les raisons qui sous-tendent selon lui cette estimation de l'évolution des coûts de la filière éolienne. À cet égard, le RNCREQ déplore que ces commentaires arrivent alors que sa preuve soit close, puisqu'il ne peut y répondre adéquatement ici. Il invite cependant la Régie à prendre avec beaucoup de réserves ces commentaires du Distributeur pour ce motif;
91. Le Distributeur indique également qu'il n'est pas justifié de procéder à un quelconque ajustement sur les coûts des compensateurs synchrones ni sur celui du système de stockage;
92. Il rajoute :

« D'autre part, les coûts d'investissements initiaux des éoliennes proviennent d'une estimation réalisée par un consultant spécialisé dans le domaine, sur la base d'un projet mis en service en 2025. Il n'est donc pas justifié de procéder à un ajustement pour les investissements initiaux puisqu'ils sont établis sur une base vérifiable. »⁴⁴
93. Le RNCREQ s'interroge à savoir comment le Distributeur peut qualifier de « vérifiable » cette estimation de coûts alors qu'il indique l'appuyer sur le travail d'un consultant spécialisé anonyme et non produit en preuve;
94. Conséquemment, le RNCREQ réitère que la Régie devrait se garder d'accorder du poids à ces propos du Distributeur, d'autant plus que ces commentaires n'ont pour seule conclusion que de dire que de l'avis du Distributeur, son analyse est plus probante que celle du RNCREQ (dernière phrase de la réponse 6.4);

⁴³ [B-0248](#), R-5.11, p. 33.

⁴⁴ [B-0275](#), R-6.4, p. 52.

95. Pour les fins des présentes, le RNCREQ se limitera donc à mettre en perspective ce qui suit par rapport à l'énergie éolienne : même si l'on devait suivre l'analyse du Distributeur, en règle générale les scénarios à l'énergie éolienne sont plus économiques que le S-3⁴⁵, mais si l'on suit l'analyste externe du RNCREQ, ces scénarios le sont encore plus que la preuve du Distributeur ne le laisse entendre;
96. Bref, l'argument milite en faveur de ne pas approuver le S-3 puisque la preuve non contredite est à l'effet qu'il existe plusieurs autres alternatives plus économiques, voire beaucoup plus économiques;

Simulation Monte-Carlo

97. À l'égard de la simulation Monte-Carlo soumise par le Distributeur, rappelons que dans un premier temps, celui-ci a fourni dans ses réponses à la DDR no 10 de la Régie⁴⁶ un tableau indiquant les valeurs MIN et MAX utilisées pour cette étude;
98. Il expliquait alors que :
- « Pour chaque rubrique de l'analyse économique et chacun des scénarios, la précision des données a été évaluée avec les experts internes, puis exprimée dans le tableau R-5.8 sous forme de variation Min et Max. »⁴⁷
99. Toutefois, à la réponse 3.1 de la DDR no 11 de la Régie⁴⁸, le Distributeur infirme l'affirmation à l'effet que « *les valeurs MIN et MAX (MIN/MAX) utilisées pour les simulations Monte-Carlo ont un impact important sur les coûts médians des scénarios* »
100. L'explication fournie est surprenante :

« En effet, les valeurs Min et Max sont déterminées à partir des coûts médians qui prennent en compte le niveau approprié de contingence qui va couvrir l'exposition aux risques requise, et non l'inverse. Les spécialistes d'Hydro-Québec de différents domaines se sont prononcés

⁴⁵ *Supra*, Tableau 2 au par. 81.

⁴⁶ [B-0248](#), R-5.8, p. 29-30.

⁴⁷ [B-0248](#), R-5.8, p. 29.

⁴⁸ [B-0275](#), R-3.1, p. 29.

sur les valeurs des coûts médians et sur le niveau de contingence requis adapté aux scénarios, sur la base de leur connaissance du marché, du contexte économique et énergétique et du niveau de précision des coûts des scénarios, et non sur les valeurs Min et Max comme le laisse erronément entendre le RNCREQ dans son mémoire. À cet égard, voir la réponse du Distributeur à la question 5.8 de la demande de renseignements n° 10 de la Régie à la pièce HQD-12, document 1 (B-0248) »⁴⁹. (nos soulignements)

101. Avec respect, cette réponse selon laquelle « *Les spécialistes [...] se sont prononcés sur les valeurs des coûts médians [...] et non sur les valeurs Min et Max comme le laisse erronément entendre le RNCREQ* » semble contredire explicitement l'énoncé cité au paragraphe 98 des présentes;
102. Ajoutons aussi que cela apparaît contradictoire avec une autre réponse donnée par le Distributeur, mais cette fois à l'AHQ-ARQ :

« Pour chaque item de coût, les spécialistes forment un consensus sur les coûts probables, minimum et maximum. Ces valeurs sont reflétées en dollars ou en pourcentage par rapport à l'estimation (ou la valeur découlant de l'analyse économique), comme présenté au tableau R-5.8. »⁵⁰
103. Ainsi, le RNCREQ s'avoue incapable de suivre le Distributeur quant à cet élément pourtant central de son analyse économique;
104. Selon la compréhension du RNCREQ, il semble qu'un groupe de spécialistes ait fixé des coûts médians différents de ceux proposés à l'origine par d'autres spécialistes (ou analystes) chez Hydro-Québec par rapport à « l'estimation économique » de départ. Ainsi, avant d'adresser la question des incertitudes et contingences, il semble y avoir des différences d'opinion importantes entre ces deux groupes de spécialistes ou analystes. Sans pouvoir consulter les détails de ce processus ou les différents rapports produits par chacun, le RNCREQ soumet qu'il est impossible de discerner le tout clairement;
105. D'autre part, à l'égard plus précisément de la question des distributions, le RNCREQ reconnaît qu'en certaines circonstances, il est tout à fait acceptable d'utiliser une distribution triangulaire, mais seulement si les estimations des

⁴⁹ *Idem.*

⁵⁰ [B-0253](#), R.2.2, p. 4.

valeurs « probables », « maximum » et « minimum » sont cohérentes les unes avec les autres;

106. Toutefois, selon la nouvelle information fournie en réponses à la DDR no 11 de la Régie⁵¹, il semble que le Distributeur ait choisi de remplacer les coûts de son estimation économique avec les nouveaux « coûts probables » d'un autre groupe de spécialistes. Une telle démarche est non seulement surprenante, mais n'a pas été communiquée clairement dans la preuve en chef ni dans les premières réponses antérieures aux DDR;
107. Dans les circonstances, le RNCREQ soumet que la Régie ne devrait pas se satisfaire des explications qui seront fort probablement fournies par le Distributeur en réplique aux présentes et auxquelles le RNCREQ n'aura pas l'occasion de répondre;
108. En effet, la situation est si confuse que le RNCREQ invite la Régie à ne pas approuver la demande du Distributeur dans le cadre des présentes et reporter l'étude des coûts au prochain Plan d'approvisionnement, ce qui permettra ainsi d'éclaircir le tout en bonne et due forme et dissiper les malentendus;

PRÉCISIONS AU NIVEAU DES GES

109. Tout comme pour l'évaluation des coûts, des précisions doivent être apportées aux valeurs retenues par le Distributeur en lien avec la réduction des émissions de GES;
110. Tel que mentionné dans le rapport de l'analyste externe du RNCREQ, les émissions de GES associées à l'électricité consommée du réseau intégré d'Hydro-Québec sont estimées à 34,5 g/kWh, plutôt que les 0,5 g/kWh (0,0005 tCO₂eq/MWh) utilisés par le Distributeur⁵²;
111. Dans ses réponses à la DDR no 11 de la Régie, le Distributeur affirme que « *le facteur d'émissions à utiliser pour le bouquet électrique québécois est bien de 0,5 g CO₂eq/MWh* »⁵³;

⁵¹ [B-0275](#), R-3.1, p. 29.

⁵² [C-RNCREQ-0103](#), p. 31.

⁵³ [B-0275](#), p. 53, lignes 10-11.

112. Il s'agit effectivement du chiffre publié pour les années 2018, 2019 et 2020 par Hydro-Québec dans un document intitulé « *Taux d'émission de CO₂ associés aux approvisionnements en électricité d'Hydro-Québec 1990-2021* »⁵⁴. Ce document précise: « *Pour calculer les taux d'émission de CO₂ (kg/MWh) de toutes ses sources d'approvisionnement, Hydro-Québec se base sur les facteurs d'émission suivants : • un facteur nul pour les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire; [...]* »;
113. Or, le Distributeur poursuit sa réponse à la DDR en référant à son site Internet d'où est tirée la citation suivante : « *Les émissions de GES générées par la création des réservoirs qui servent à la production d'électricité ne sont pas prises en compte dans le calcul des émissions, ni dans l'inventaire GES d'Hydro-Québec* »⁵⁵.
114. Cependant, Hydro-Québec reconnaît que ses réservoirs émettent des GES;
115. Il justifie plus amplement son exclusion comme suit :
- « En effet, les émissions des réservoirs sont plutôt associées à un changement de l'utilisation des terres, résultant de la construction des ouvrages de rétention et la mise en eau des réservoirs. Bien que les émissions des réservoirs aient cours dans les années suivant la phase de la construction, elles y sont néanmoins associées. À titre comparatif, un réservoir hydraulique construit pour fins d'irrigation, d'approvisionnement en eau ou de régularisation des débits émettra tout autant de GES qu'un réservoir construit aux fins de production d'électricité. Les émissions de GES des réservoirs ne sont donc pas associées à la production d'électricité, mais à un changement d'utilisation des terres, comme le confirme les lignes directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)²³. C'est la raison pour laquelle le facteur d'émissions directes de l'électricité du réseau intégré n'inclut pas les émissions des réservoirs, comme d'ailleurs l'explique le site internet d'Hydro-Québec. »⁵⁶
116. Évidemment, les réservoirs qui jouent un rôle si important dans le réseau de production d'électricité d'Hydro-Québec n'ont pas été construits aux fins d'irrigation ou d'approvisionnement en eau. Nous soumettons donc

⁵⁴ <https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/d-5647-affiche-co2-2021-fr-vf.pdf>

⁵⁵ <https://www.hydroquebec.com/developpement-durable/documentation-specialisee/taux-emission-ges.html>

⁵⁶ B-0275, R-7.1, p. 54.

respectueusement que leurs émissions doivent être associées à la production de l'électricité;

117. À cet égard, nous soumettons que la référence aux lignes directrices du GIEC n'est d'aucune utilité;
118. En effet, dans un premier temps, le Distributeur réfère à ces lignes directrices, mais n'identifie aucun passage ou citation précise qui supporterait son point, tel que précédemment mentionné⁵⁷, mais dans un deuxième temps, la compréhension du RNCREQ est que le GIEC ne se prononce pas sur les émissions de GES associées à l'électricité produite par des centrales hydroélectriques;
119. D'autre part le rapport d'analyse externe du RNCREQ cite un rapport de BC Hydro qui identifie les émissions des réservoirs comme des émissions opérationnelles et non des émissions indirectes⁵⁸;
120. Cela dit, il est vrai que la valeur de 34,5 kg CO₂eq/MWh publiée par les chercheurs de l'UQAM, de l'ÉTS et d'Hydro-Québec et cité dans le rapport d'analyse externe du RNCREQ⁵⁹ inclut certaines émissions associées à la construction des réservoirs, lesquelles sont amorties sur leurs durées de vie et s'ajoutent aux émissions produites année après année. Malheureusement, le rapport de ces chercheurs ne présente pas de ventilation permettant de distinguer entre ces composantes. Néanmoins, nous soumettons qu'il est plus raisonnable d'attribuer l'ensemble des émissions identifiées dans cette étude à des émissions associées à l'électricité consommée, que de n'en associer aucune;
121. Ainsi, en ce qui a trait à la réduction des émissions de GES des différents scénarios, nous soumettons que la Régie devrait donc tenir compte de l'ordonnancement des scénarios tel que présenté au Graphique 16 du rapport d'analyse externe du RNCREQ⁶⁰;

⁵⁷ *Supra*, note 15.

⁵⁸ [C-RNCREQ-0103](#), p. 33 (p. 37 du .pdf).

⁵⁹ [C-RNCREQ-0103](#), p. 32 (p. 36 du .pdf) et cité à nouveau ici par commodité :

<https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/amelioration-precision-empreinte-carbone-electricite.pdf>.

⁶⁰ [C-RNCREQ-0103](#), p. 34 (p. 38 du .pdf).

122. D'autre part, la Régie pourra constater que le scénario S-3 n'est finalement pas aussi efficace qu'il ne le semble en termes de réduction de GES et au final les scénarios de raccordement (S-2, S-3 et S-4) ont des résultats similaires aux scénarios éoliens (S-16, S-17, S-15, S-10, S-9);

LES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES ENVISAGÉES

123. Au paragraphe 50 de la décision [D-2022-043](#), la Régie a indiqué qu'elle juge pertinent dans le présent dossier d'analyser les interventions en efficacité énergétique envisagées. Cette question a été traitée à la section 4.2 du rapport, d'analyste externe du RNCREQ où il est souligné que, selon la preuve présentée par le Distributeur, ses interventions en efficacité énergétique aux IDLM, outre celles axées sur la gestion de la demande, tombent à zéro à partir de 2031⁶¹, ce qu'il qualifie comme « un effort maximal en efficacité énergétique »⁶²;
124. L'analyste conclut cette section avec l'énoncé suivant que le RNCREQ fait sien :

« Pour conclure, il existera sans doute un important potentiel en EÉ post-2031 et pour lequel ni la prévision de la demande ni l'analyse économique ni l'étude Monte Carlo n'auront tenu compte. Comme déjà mentionné à la section précédente, la réduction de la demande à desservir aura généralement l'effet de rendre les scénarios de raccordement moins attrayants lorsqu'ils sont comparés aux autres options. »⁶³

125. Bref, tant la question des coûts que celle des émissions de GES ou d'efficacité énergétique mettent en lumière qu'au niveau des différentes orientations, le scénario S-3 n'est pas « meilleur » que bien d'autres scénarios, dont notamment les scénarios éoliens. Bien sûr, il n'est pas question d'imposer au Distributeur quelque scénario que ce soit, mais cela justifie de ne pas approuver le scénario S-3;

DÉLAIS ET NON-URGENCE

126. En l'espèce, il semble que le Distributeur soit d'avis qu'il serait trop long et trop coûteux de compléter sa preuve au niveau du calcul des coûts, du calcul des

⁶¹ [C-RNCREQ-0103](#), graphique 3, page 11 (p. 15 du .pdf).

⁶² [B-0261](#), p. 11, R5.3 qui renvoie à la réponse 5.2, elle-même complétée à [B-0271](#), p. 3-4.

⁶³ [C-RNCREQ-0103](#), page 14 (p. 18 du .pdf).

réductions de GES, mais surtout en ce qui a trait à la possibilité d'effectuer des validations supplémentaires au niveau de l'évaluation de l'acceptabilité sociale⁶⁴;

127. Or, le RNCREQ soumet qu'il n'y a aucune urgence à approuver la Solution privilégiée;
128. Dans la mesure où la Régie serait d'avis qu'il lui manque des informations importantes dans cette phase du dossier, nous soumettons que la Régie devrait se garder de passer outre ces manques en vertu d'un souci d'urgence, et ce, même si lesdites informations manquantes venaient ultimement confirmer que la Solution privilégiée est celle qui devait être retenue;
129. À cet égard, nous portons à l'attention de la Régie un cas actuellement devant le *Board of Commissioners of Public Utilities* de Terre-Neuve-et-Labrador⁶⁵ (ci-après le « **Board** »), où suite à un incendie survenu en octobre 2019 dans une centrale au diesel alimentant un réseau autonome au sud du Labrador (la centrale de Charlottetown), la Newfoundland and Labrador Hydro (ci-après « **NL Hydro** ») a déposé une demande au Board pour qu'il approuve son projet de relier les quatre réseaux autonomes de la région par une nouvelle centrale au diesel (ci-après le « **Projet de NL Hydro** »)⁶⁶;
130. L'urgence liée au fait que la centrale incendiée de Charlottetown était alimentée de façon temporaire par trois génératrices qui entraînaient des risques importants était un élément important de la demande de NL Hydro⁶⁷;
131. Toutefois, malgré l'urgence et les risques liés à l'utilisation de génératrices pour alimenter la centrale incendiée, le Board n'a jamais cédé sur la nécessité

⁶⁴ Voir notamment: [B-0275](#), R-1.3, p. 12, R-1.11, p.21; et [B-0278](#), p.9, par. 33.

⁶⁵ Voir le dossier *Newfoundland and Labrador Hydro 2021 Supplemental Capital Budget Application Approval of the Construction of Phase 1 of Hydro's Long-term Supply Plan for Southern Labrador – 2021-07-16* qui peut être consulté

ici: http://www.pub.nf.ca/applications/NLH2021Capital/NLH2021Capital_SUPP_Phase1SouthernLabrador/index.htm.

⁶⁶ Voir les paragraphes 3 à 9 de l'*Application* déposé par la NL Hydro : http://www.pub.nf.ca/applications/NLH2021Capital/NLH2021Capital_SUPP_Phase1SouthernLabrador/app/From%20NLH%20-%202021%20-%20Approval%20of%20the%20Construction%20of%20Phase%201%20of%20Hydro's%20Long-term%20Supply%20Plan%20for%20Southern%20Labrador%20-%202021-07-16.PDF.

⁶⁷ Voir notamment la correspondance de NL Hydro du 13 décembre 2021 : http://www.pub.nf.ca/applications/NLH2021Capital/NLH2021Capital_SUPP_Phase1SouthernLabrador/correspondance/From%20NLH%20-%20Suspension%20of%20the%20Review%20Schedule%20-%20Status%20Update%20-%202021-12-13.PDF.

d'obtenir de NL Hydro tous les documents et informations nécessaires à justifier que le Projet de NL Hydro était approprié dans les circonstances et plusieurs demandes successives d'information ont été transmises à NL Hydro⁶⁸;

132. À l'heure actuelle, le Projet de NL Hydro n'a toujours pas reçu l'approbation du Board puisque des informations sont toujours manquantes (notamment un rapport d'expert), et ce, bien qu'il se soit écoulé bientôt trois (3) ans depuis que les génératrices ont été mises en service suite à l'incendie;
133. À la lumière de cet exemple de projet de modification d'un réseau autonome survenu à Terre-Neuve-et-Labrador, nous soumettons que le cas des IDLM présente encore moins d'urgence et qu'en conséquence la Régie devrait s'assurer d'avoir en main toutes les informations nécessaires pour rendre une décision éclairée;

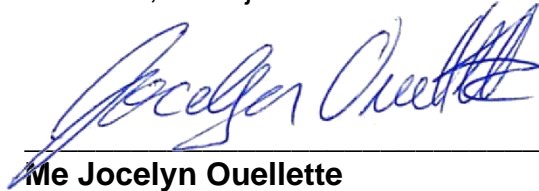
CONCLUSION

134. Pour les motifs ci-avant exprimés, le RNCREQ recommande donc à la Régie de ne pas approuver la Solution privilégiée;
135. À cet égard, le RNCREQ ne dit pas que cette stratégie ne devra plus jamais être envisagée ou retenue, mais simplement que la Régie ne peut l'approuver à la lumière des informations fournies, lesquelles sont insuffisantes notamment en ce qui a trait à l'acceptabilité sociale;
136. De plus, les études sur les coûts et sur les réductions de GES, quoique incomplètes, suggèrent que la stratégie proposée n'est pas en fait la meilleure;
137. Le RNCREQ recommande donc à la Régie qu'elle invite le Distributeur à faire une évaluation de l'acceptabilité sociale en bonne et due forme à l'égard de chacun des scénarios analysés et qu'il corrige ses évaluations des coûts et des émissions de GES conformément à ce qui précède;
138. À cet égard, le Distributeur pourra présenter les nouveaux résultats lors de la prochaine demande d'approbation de son Plan d'approvisionnement;

⁶⁸ Voir notamment les correspondances du Board en date des 21 décembre 2021, 7 avril 2022, 16 mai 2022 et 19 mai 2022 (toutes ces correspondances peuvent être consultées au lien internet indiqué à la note de bas de page 65);

139. LE TOUT respectueusement soumis.

Montréal, le 19 juillet 2022

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jocelyn Ouellette', is written over a horizontal line.

Me Jocelyn Ouellette

Procureurs de l'intervenant RNCREQ

6217, rue Laurendeau

Montréal (Québec) H4E 3X8

Tél. : (514) 436-0759

Fax : (450) 823-2326

jouellette@gmail.com

Notre dossier : 21-0244-009