RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 11 DE LA RÉGIE

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS Nº 11 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR – PHASE 2

ACCEPTABILITÉ SOCIALE

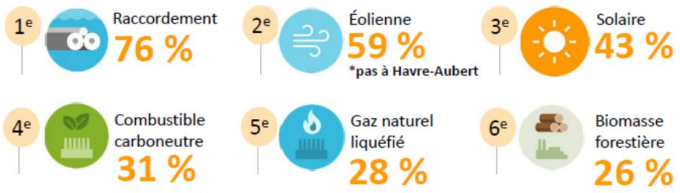
1. Références :

(i) Pièce B-0204, p. 21;
(ii) Pièce B-0204, p. 26;
(iii) Pièce B-0248, p. 20;
(iv) Pièce B-0253, p. 10;
(v) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0053, p. 23;
(vi) Pièce C-AQPER-0068, p. 7;
(vii) Pièce C-AQPER-0068, p. 15;
(viii) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 8 à 10;
(ix) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 16;
(x) Pièce C-FCEI-0067, p. 8 et 9;
(xi) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 5 et 6;
(xii) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 19;
(xiii) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 23.

Préambule :

(i) « *La figure 2 présente les résultats du sondage téléphonique en ce qui a trait au niveau de favorabilité des répondants en regard des différentes filières. Les résultats détaillés du sondage téléphonique sont présentés à l'annexe C.*

FIGURE 2 :
NIVEAU DE FAVORABILITÉ DU MILIEU À L'ÉGARD DES SIX FILIÈRES PRÉSENTÉES



Source : Sondage téléphonique réalisé par Ad hoc Recherche au cours des mois d'octobre et novembre 2020 parmi la communauté des IDLM. »

[nous soulignons]

(ii) Tableau 3

TABLEAU 3 :
COMPARAISON DES SCÉNARIOS SELON LES QUATRE CRITÈRES

Scénarios	Économique p/r au statu quo	Réduction de GES p/r au statu quo	Acceptabilité sociale	Fiabilité d'approvision-nement
S1 - Statu quo	-	-	-	
S2 - Raccordement (Percé)	-106 M$	-97,5%	76%	
S3 - Raccordement (Percé) + Centrale GDP	-302 M$	-94,5%	76%	
S4 - Raccordement (Nouvelle-Écosse)	3 M$	-85,7%	76%	
S5 - Conversion GNL	-171 M$	-32,5%	28%	
S6 - Conversion GNL-R	-279 M$	-92,0%	31%	
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	-273 M$	-11,8%	59%	
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	-514 M$	-35,0%	59%	
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	-239 M$	-53,9%	59%	
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	-31 M$	-72,0%	59%	
S11 - Solaire 10 MW + diesel	-39 M$	11,9%	43%	
S12 - Solaire 20 MW + diesel	-36 M$	8,7%	43%	
S13 - Biomasse (3 chaudières)	429 M$	-99,6%	26%	
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	99 M$	-97,6%	26%	
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	-496 M$	-94,0%	31%-59%	
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	-585 M$	-95,4%	31%-59%	
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	-485 M$	-94,3%	31%-59%	

Notes :
Critère économique : écarts par rapport au *statu quo* en M$ actualisés 2021 selon la médiane, à l'exception des scénarios S-2 et S-5 pour lesquels les écarts à l'estimation sont présentés, puisque les médianes n'ont pas été évaluées (voir la section 3.3.4).
Critère de réduction des émissions de GES : écarts par rapport au *statu quo*.
Critère acceptabilité sociale : niveaux de favorabilité mesurés lors de la consultation (voir la section 3.3.2). Pour les scénarios GNL-R (scénarios S-6, S-15, S-16 et S-17), niveau de favorabilité mesuré pour les combustibles carboneutres. Pour les combinaisons de filières, fourchette des niveaux de favorabilité présentée, soit le plus faible et le plus élevé obtenus par filière.

(iii) « *4.2 À la lumière des nouvelles informations contenues dans la pièce B-0204 déposé par le Distributeur le 29 octobre 2021 et les impacts sur les réductions des GES, veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure d'évaluer des changements en matière d'acceptabilité de certaines filières, depuis la consultation de l'automne 2020.*

Réponse : Hydro-Québec n'a pas noté de changement en regard de l'acceptabilité sociale des différentes filières depuis sa consultation à l'automne 2020.

Des rencontres dans le milieu se sont tenues en septembre 2021, pour annoncer la solution privilégiée par Hydro-Québec, et en novembre 2021, dans le cadre du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine. Les échanges qui s'y sont déroulés ont démontré une adhésion vis-à-vis le raccordement comme solution privilégiée. » [nous soulignons]

(iv) « *4.2 Veuillez indiquer le nombre de personnes et/ou d'organismes qui ont été rencontrés lors de ces deux rencontres et le pourcentage de ceux-ci ayant démontré une adhésion vis-à-vis le raccordement comme solution privilégiée.*

Réponse : Comme plus amplement démontré par le tableau R-4.1 [pièce B-0253, p. 9, tableau R-4.1] *fourni en réponse à la question 4.1, plus de deux rencontres se sont tenues auprès de personnes ou organismes durant les mois mentionnés. Voir également la réponse à la question 4.1 pour le nombre de personnes ou d'organismes rencontrés.*

Les objectifs de ces rencontres étaient d'informer et de consulter les différentes parties prenantes en regard du projet de raccordement. Il ne s'agissait pas de prendre une mesure quantitative de l'adhésion au projet. Toutefois, les échanges avec les personnes et organismes concernés se sont avérés positifs et ont démontré cette adhésion.

De plus, les personnes et organismes rencontrés sont soit des représentants officiels de la population puisqu'ils sont élus, soit des représentants de groupes significatifs pour le milieu (pêcheurs, groupes environnementaux et autres). Hydro-Québec juge ces avis significatifs dans le cadre de ses projets. » [nous soulignons]

(v) « *Ainsi, les valeurs montrées au Tableau 3 ne sont pas des pourcentages d'acceptabilité sociale, mais plutôt un niveau de favorabilité des options présentées dans le cadre d'un sondage téléphonique: il ne s'agissait pas d'un vote pour lequel un choix net est effectué, mais plutôt d'une cueillette d'information. Plus précisément, la question en référence (ii) visait à documenter le niveau de favorabilité aux différentes options présentées.*

Il y a une différence entre être favorable à la réalisation d'un projet et accepter que celui-ci se réalise.

Par exemple, le Tableau 3 indique une acceptabilité sociale de 31% pour le scénario S6 concernant la conversion de la centrale actuelle au GNL-R. Comme indiqué à la citation ci-dessus, cette valeur est le résultat d'un sondage téléphonique où, il ne s'agissait pas d'un vote pour lequel un choix net est effectué, mais plutôt d'une cueillette d'information.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, cela ne signifie pas que 69% des participants au sondage téléphonique estiment que cette option n'est pas acceptable.

L'AQCIE et le CIFQ considèrent qu'il est abusif considérer ces pourcentages comme le niveau d'acceptabilité de chacune des options. » [nous soulignons]

(vi) « *... l'AQPER est grandement préoccupée par le processus utilisé par le Distributeur pour évaluer le respect ou non du critère d'acceptabilité social eu égard à la solution de raccordement proposée par ce dernier. Premièrement, tel que le mentionne le Distributeur, l'AQPER souligne que les résultats du sondage en ligne se sont avérés non représentatifs de la communauté des IDLM*[1].
Concernant le sondage téléphonique, l'AQPER s'interroge sur la partialité du message véhiculé par le Distributeur en amont du sondage téléphonique. En effet, dans la mesure ou le Distributeur favorise l'une des options sondées, les éléments d'informations transmis publiquement favorisent donc l'option de raccordement proposée par le Distributeur. À titre d'exemple, voici une page Web décrivant les différentes options énergétiques pour la

[1] La note de bas de page (nº 15 dans la citation) renvoie à la note de bas de page 17 de la pièce B-0204 : « *Les résultats du sondage en ligne se sont avérés non représentatifs de la Communauté des IDLM. Toutefois, ils convergent avec ceux du sondage téléphonique.* »

décarbonation des IDLM présentée par le Distributeur en octobre 2020 dans son processus de consultation avec le milieu (conversation.hydroquebec.com/projet). En prenant connaissance des capsules vidéo, on note, entre autres choses, que le Distributeur a présenté uniquement un scénario avec du gaz naturel liquéfié (« GNL ») provenant de ressources fossiles en soulignant l'impact négatif sur les émissions de gaz à effet de serre. Or, les scénarios évalués par le Distributeur dans son analyse comparative considèrent uniquement le GNL provenant de ressources renouvelables, soit le GNL-R [l'intervenante souligne]. *Ce produit, connu pour ses faibles émissions, voir sa carbonégativité selon les approvisionnements utilisés, ne semble pas avoir été convenablement évalué. Conséquemment, l'AQPER se questionne sur la pertinence d'utiliser les résultats du sondage téléphonique pour attribuer une mesure d'approbation sociale pour le GNL-R.* […]

Dans ces circonstances, peut-être aurait-il été souhaitable ou pertinent de réaliser un second sondage indépendant afin de valider les résultats obtenus par la firme Ad hoc Recherche ou d'obtenir une expertise sur la valeur probante des résultats obtenus. Toutefois, considérant la décision procédurale D-2022-043 et le budget alloué, l'AQPER n'a pu aller dans cette direction. » [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

(vii) « *… l'AQPER a noté que le Distributeur a présenté uniquement un scénario avec du GNL provenant de ressources fossiles en soulignant l'impact négatif d'un tel scénario sur les émissions de gaz à effet de serre. Or, les scénarios évalués par le Distributeur dans son analyse comparative considèrent uniquement le GNL-R. De l'avis de l'AQPER, l'adhésion par la communauté des IDLM à une telle source d'énergie renouvelable serait plus importante que ne laisse sous-entendre la preuve du Distributeur.* »

(viii) « *Nous comprenons que le Distributeur n'a pas établi de pondération pour soupeser ces critères, préférant utiliser une approche souple « au cas par cas » qui lui permet d'évaluer la pertinence des scénarios en fonction d'une comparaison globale des constats qu'il retient des critères.*

Il est à noter que le critère relatif à la fiabilité de l'approvisionnement n'a pas été considéré comme déterminant dans le choix de la méthode d'approvisionnement à retenir puisqu'il a été jugé que l'ensemble des scénarios analysés rencontrait la cible du Distributeur [...]. *Ce faisant, il convient de souligner que la discrimination des différents scénarios s'est conséquemment largement réalisée en appréciant les trois (3) autres critères.*

À cet égard, la Communauté maritime constate que le critère relatif à l'acceptabilité sociale a été central dans l'appréciation du Distributeur. [...]

Cependant, pour soupeser les scénarios démontrant un potentiel probant à plus d'un égard, le critère lié à l'acceptabilité sociale a contribué fortement à orienter le choix du Distributeur. En effet, le critère de l'acceptabilité sociale a été important pour le Distributeur dans son choix de :

- *Favoriser le Scénario retenu S-3 sur les scénarios S-15, S-16 et S-17 qui présentaient des économies par rapport au statu quo supérieures (minimalement 182 M$) alors que les réductions en GES par rapport au statu quo étaient équivalentes, voire supérieures;*
- *Favoriser le Scénario retenu S-3 sur les autres scénarios privilégiés, soit le scénario de la centrale alimentée au GNL-R jumelée à deux (2) éoliennes (scénario S-15) et le scénario de la centrale alimentée au GNL-R (scénario S-6).*

Ainsi, le Scénario retenu S-3 n'est ni celui permettant les meilleures économies, ni celui ayant la plus forte baisse des gaz à effet de serre, mais celui dont le Distributeur présume rencontrer le moins de risque en termes d'acceptabilité sociale.

[...] *la Communauté maritime estime respectueusement que le Distributeur a analysé les enjeux découlant de l'acceptabilité sociale restrictivement et a omis de tenir compte ou d'approfondir certains constats qu'il a lui-même tiré de ses démarches destinées à analyser l'acceptabilité sociale.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ix) « [...] *le questionnaire utilisé pour sonder la population contenait une présentation succincte de certains avantages et inconvénients afférents à chacune des filières sous analyse. La Communauté maritime a noté des différences importantes entre les informations communiquées lors des consultations lors des filières en 2020 et les résultats de l'analyse du Distributeur des scénarios. Sans être exhaustive, l'énumération ci-après énonce des différences importantes entre les informations présentées à la population dans le cadre de la consultation et le contenu de la preuve :*

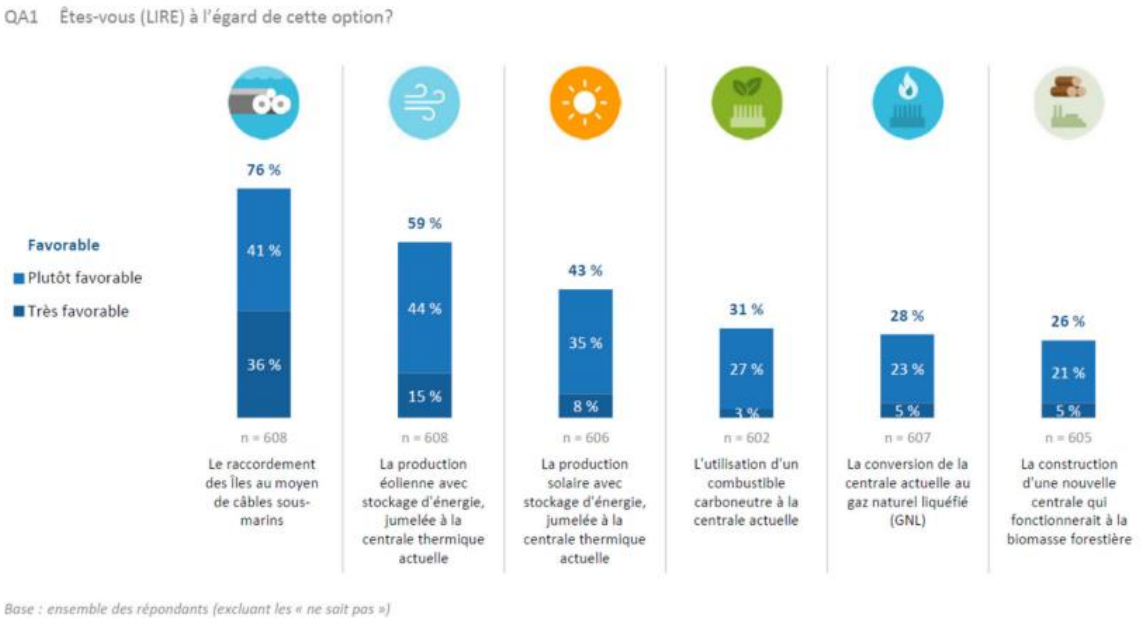
- *L'option de raccordement par câbles est la seule option d'approvisionnement où la fiabilité est nommée comme avantage alors que le problème de fiabilité ne constitue pas un élément déterminant pour l'ensemble des scénarios;*
- *À l'exception de l'option de raccordement par câbles, le pourcentage de gain en réduction de gaz à effet de serre ne concorde pas avec les scénarios présentés;*
- *Aucun des scénarios présentés ne propose l'implantation de 8 éoliennes supplémentaires;*
- *Relativement à l'option du combustible carboneutre, il est mentionné que :*
  - *Le coût d'achat très variable et élevé alors que les scénarios S-15, S-16 et S-17 sont moins dispendieux que le Scénario retenu S-3;*
  - *La disponibilité est incertaine alors que la fiabilité haute et l'approvisionnement sont conformes et validés auprès de Énergir;*
  - *Des défis techniques liés à l'utilisation optimale et sécuritaire sont relevés alors que la preuve est muette à cet égard.*

Dans la mesure où la fiabilité était l'élément prépondérant pour les répondants et que seul le raccordement répondait positivement à ce critère selon l'information véhiculée, il est probable que la favorabilité notée à l'égard de cette filière ait été acquise en raison (du moins dans certains cas) de cette particularité.

À ces éléments discordants, il faut aussi prendre en considération qu'une mise à jour générale des avantages et inconvénients des scénarios aurait dû être effectuée.

Pour la Communauté maritime, ces différences montrent l'importance fondamentale de consulter par la suite sur des scénarios concrets et de transmettre de façon active l'information à jour à la population afin que l'acceptabilité sociale soit correctement évaluée. » [nous soulignons]

(x) « *Le Distributeur a fait évaluer par la firme Ad hoc Recherche l'acceptabilité sociale de six options énergétiques aux IDLM. Ad hoc Recherche a produit un rapport présentant les résultats suivants :*



À partir des résultats de cette évaluation, le Distributeur a inféré l'acceptabilité sociale des dix-sept (17) solutions analysées. Les résultats de cet exercice se retrouvent au tableau 3 de la preuve du Distributeur, tel que reproduit ci-dessous. La FCEI estime que certaines des inférences faites par le Distributeur sont incohérentes avec les préférences exprimées par les répondants et peu crédibles.

Plus particulièrement, la FCEI estime que l'acceptabilité sociale de 31% à 59% imputée aux solutions S-15 et S-16 est incompatible avec celle de 59 % imputée aux solutions S-7 et S-8. En effet, ces solutions sont respectivement identiques, à la différence près que les solutions S-7 et S-8 utilisent le diesel alors que les solutions S-15 et S-16 utilisent le GNL renouvelable. Le Distributeur attribue la borne inférieure de 31% à ces dernières solutions sur la base de la réponse à l'option de combustible renouvelable à la centrale actuelle.

Ces imputations suggèrent de manière étonnante que les répondants préfèrent le diesel d'origine fossile au GNL renouvelable en complément à l'éolien. Ce résultat paraît a priori

incompatible avec l'importance très ou assez élevée accordée par 93% des répondants à la réduction de gaz à effet de serre ainsi qu'au niveau de priorité qu'ils accordent à la réduction des GES, laquelle arrive au deuxième rang dernière la fiabilité et devant l'acceptabilité sociale et les coûts.

Considérant cela, la FCEI juge plus vraisemblable que l'acceptabilité sociale des solutions S15 et S-16 soit au moins égale à celle des solutions S-7 et S-8. [...]

Dans ces circonstances, la FCEI estime qu'il est prématuré de statuer sur l'acceptabilité sociale des solutions. Elle recommande qu'une nouvelle consultation soit réalisée qui ne porterait pas sur des options de filières, mais plutôt sur des solutions concrètes. Notamment, les solutions S-3, S-6 et S-15 identifiées comme plus prometteuses par le Distributeur pourraient faire l'objet d'une consultation spécifique. Une telle consultation pourrait également permettre de valider ou rectifier certaines perceptions. » [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(xi) « *La méthodologie utilisée pour juger de l'acceptabilité sociale est problématique. Le Distributeur semble se baser uniquement sur un sondage téléphonique de 15 minutes avec 609 participants. Selon la section 3.3.2 de la Stratégie [pièce B-0204], on comprend que les participants ont été invités à coter les filières, mais pas les stratégies ni les scénarios. Ainsi, la filière éolienne ayant reçu une cote de 59 %, chacun des quatre scénarios impliquant les éoliens (S-7 à S-10) reçoit cette même cote — peu importe les impacts environnementaux et la réduction d'émissions de GES de chaque scénario. En effet, en termes écologiques les éoliennes terrestres sont très différentes des éoliennes en mer, alors qu'en termes d'émissions de GES, le S-7 aura trois fois plus d'émissions que le S-10. Le critère de l'acceptabilité sociale nous apparait donc manifestement déficient à cet égard et peu utile dans l'exercice de différencier les scénarios.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(xii) ***3.3 Constats de la Communauté maritime***

« *La Communauté maritime souligne l'importance de l'acceptabilité sociale dans le présent dossier pour arrêter le choix du scénario de raccordement à retenir* […].

Les aspects ci-avant soulevés amènent la Communauté maritime à croire que l'acceptabilité sociale n'a pas adéquatement été mesurée en date des présentes et que des validations supplémentaires, sans être exhaustives, méritent d'être effectuées. […]

La Communauté maritime réitère qu'il s'agit d'un projet « hors-norme » pour sa collectivité et que l'acceptabilité sociale dans ce contexte n'est pas anodine puisque ce sont les citoyens de la Communauté maritime qui seront les premiers touchés et concernés par la méthode d'approvisionnement choisie.

L'envergure de ce projet pour la Communauté maritime, qui est d'ailleurs pressentie depuis plusieurs années, requiert que ses fondations soient implantées et acceptées par la population

et réponde à ses besoins. L'acceptabilité sociale à son égard sera alors pérenne. » [nous soulignons]

(xiii) ***5.0 Conclusion***

« […] ***la Communauté maritime demande à la Régie :***

DE REQUÉRIR au Distributeur d'effectuer des validations supplémentaires et adaptées afin de mesurer l'acceptabilité sociale des scénarios sous analyse; [emphase de l'intervenante] »

Demandes :

La Régie a préparé le tableau suivant à partir des tableaux 1, 2 et 3 et de la figure 3 de la pièce B-0204.

Identification	Titre	Description	GES annuels (t. éq. CO2)	Δ GES annuels (t. éq. CO2)	Coût estimé (M$)	Δ Coût estimé (M$)	Coût médian (M$)	Δ Coût médian (M$)	Acceptabilité sociale	Combustible
S07	Éolien 13,4 MW	Ajout de 2 éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord + **Maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd** + Ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh + Ajout de 1 compensateur synchrone, pour permettre d'opérer à un moteur diesel	108 833	14 506	1 718	-235	2 364	-274	59%	Mazout lourd
S08	Éolien 26,8 MW	Ajout de 4 éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord + **Maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd** + Ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh + Ajout de 2 compensateurs synchrones, pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante	80 155	43 184	1 562	-391	2 124	-514	59%	Mazout lourd
S15	GNL-R + Éolien 13,4 MW	**Conversion de la centrale au GNL-R**, tel que le scénario S-6 + Ajout de 2 éoliennes de 6,7 MW + Ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh	7 452	115 887	1 725	-228	2 142	-496	31% - 59%	GNL - R (95%) Diésel léger (5%)
S16	GNL-R + Éolien 26,8 MW	**Conversion de la centrale au GNL-R**, tel que le scénario S-15 + Ajout de 4 éoliennes de 6,7 MW + Ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh + Ajout d'un compensateur pour permettre d'opérer à un moteur au GNL-R.	5 690	117 649	1 633	-320	2 053	-585	31% - 59%	GNL - R (95%) Diésel léger (5%)

Δ = Écart par rapport au Statu quo

1.1 La CMIDLM constate que le critère relatif à l'acceptabilité sociale a été central dans l'appréciation du Distributeur des scénarios et a contribué à orienter le choix du scénario S-3 comparativement aux scénarios plus économiques et offrant des réductions de gaz à effet de serre (GES) équivalentes, voire supérieures, au statu quo (référence (viii)). Veuillez commenter le constat de l'intervenante.

Réponse :

Dans son processus d'analyse comparative des options, le Distributeur cherchait la solution qui présentait un équilibre entre l'évaluation des différents critères. Dans le cas des scénarios S-3 et S-15 qui ont fait l'objet d'une analyse plus approfondie, car jugés plus prometteurs que les autres scénarios, les critères économique et de réduction des émissions de GES présentaient des

résultats quasi similaires. De plus, le Distributeur n'a pas identifié des enjeux de fiabilité d'approvisionnement pour ces deux scénarios. Toutefois, on note un écart plus grand entre les scénarios S-3 et S-15 sur le plan de l'acceptabilité sociale, le raccordement par câbles sous-marins au réseau intégré obtenant un plus grand niveau de favorabilité. En incluant les scénarios S-6[2] et S-15 pour l'analyse complémentaire, le Distributeur a pu identifier, de manière préliminaire, les risques liés notamment à l'acceptabilité sociale et environnementale des combustibles carboneutres[3].

Comme mentionné en preuve[4], les résultats du sondage en ligne convergent avec ceux du sondage téléphonique. À titre d'exemple, voici quelques commentaires, reçus lors de la consultation, favorables au raccordement par câbles sous-marins[5] :

> **« Fiabilité et évidemment les inconvénients sont beaucoup moindres que les éoliennes. Il faut avoir des énergies vertes. Je pense que c'est une technologie qui est fiable et l'impact sur l'environnement, le paysage aux Îles est moindre que les éoliennes. Dans le fond, la priorité des priorités devrait être accordée aux câbles sous-marins. »**
>
> **Répondant au sondage téléphonique**
>
> **« C'est celle [le raccordement] qui me fait plus de sens. C'est fiable et on aurait la centrale en back up. Les autres options requièrent des technologies non testées ou de l'espace qu'on n'a pas ici. »**
>
> **Répondant au sondage téléphonique**
>
> **« J'ai lu tout ce qui est suggéré dans ces pages. Il y a du bon dans chaque, rien n'est parfait mais le câble semble être le plus approprié, celui qui aurait le moins d'impact autant sur l'humain que sur l'environnement. Celui qui à mon idée est à proscrire est l'éolien, dans un milieu habité. Ne venez pas détruire un des plus beaux coins du Québec, pensez aussi au côté humain. »**
>
> **Répondant sur la plateforme numérique**

1.2 Veuillez confirmer ou infirmer l'existence de différences importantes mises en lumière par la CMIDLM (référence (ix)) entre les informations sur les filières communiquées lors de la consultation de 2020 et les résultats de l'analyse des scénarios effectuée par le Distributeur et présentés dans la pièce B-0204, déposée en octobre 2021. Dans l'affirmative, veuillez justifier l'absence d'une mise à jour de l'information sur le site d'Hydro-Québec. Veuillez également préciser les actions entreprises par le Distributeur afin de communiquer les scénarios auprès des populations concernées.

---

[2] Le scénario S-6 d'une centrale alimentée au GNL-R était requis afin d'évaluer distinctement l'impact de l'utilisation d'un combustible carboneutre.

[3] Pièce HQD-11, document 1 (B-0204), page 26-27.

[4] Pièce HQD-11, document 1 (B-0204), page 21.

[5] Voir l'ensemble des commentaires reçus lors de la consultation à la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), annexes B (consultation en ligne) et C (sondage téléphonique).

Réponse :

Il n'est pas exact de prétendre qu'il y a des différences importantes entre les informations communiquées lors de la consultation et l'analyse des scénarios déposée en preuve. En effet, les 17 scénarios présentés dans la preuve déposée en octobre 2021 sont des dérivés des filières qui ont été présentées à la consultation ainsi que des scénarios proposés par certains intervenants lors de la consultation. Tout au long de la consultation, le Distributeur a mentionné que la solution privilégiée pourrait être l'une des six filières présentées ou un bouquet de ces dernières.

Par ailleurs, le Distributeur s'était engagé à revenir à la population pour présenter les résultats de la consultation, ce qui a été fait en septembre 2021. Les rencontres qui ont eu lieu visaient à présenter les résultats de l'analyse comparative et à répondre aux questions des différents publics cibles (employés, élus, commission consultative, groupes environnementaux, médias). Il n'y a pas eu de mise à jour du site web, mais le communiqué de presse du 7 septembre 2021 a été diffusé, partagé et se trouve toujours sur le site web du projet[6]. Par ailleurs, les gens qui faisaient la demande pour obtenir le détail de l'analyse comparative étaient invités à consulter le document de preuve déposé par le Distributeur à la Régie (B-0204). Il n'y a eu aucune demande de la population pour obtenir les résultats détaillés.

1.3 Veuillez confirmer ou infirmer que le niveau d'acceptabilité sociale à l'égard des six filières, mesuré dans le cadre du sondage réalisé en octobre et novembre 2020 (référence (i)), a été également utilisé pour évaluer le niveau d'acceptabilité sociale des scénarios présentés dans la pièce B-0204 (référence (ii)). Dans l'affirmative veuillez préciser pourquoi le Distributeur assimile l'acceptabilité sociale d'une filière à celle d'un projet.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Dans la perspective de la détermination de la stratégie relative à la transition énergétique du réseau des IDML, le Distributeur juge opportun, pour les scénarios n'ayant pas fait l'objet d'études d'avant-projet, d'associer le niveau d'acceptabilité sociale approprié. Le Distributeur rappelle que tous les scénarios n'ont pas été élaborés dans le même cadre et suivant le même niveau de détails que des projets ayant pu faire l'objet d'études d'avant-projet exhaustives. Une 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 termes de temps.

[6] https://www.hydroquebec.com/projets/raccordement-iles-de-la-madeleine/video-et-documentation.html

1.4 Veuillez confirmer ou infirmer qu'à ce jour, dans son processus de consultation avec le milieu sur la conversion des IDLM vers des sources d'énergie renouvelable, le Distributeur a présenté uniquement le gaz naturel liquéfié (GNL) provenant de ressources fossiles (référence (vi)). Veuillez justifier.

Réponse :

Le Distributeur l'infirme. Le GNL, provenant autant d'une source fossile que renouvelable, a été présenté lors de la consultation réalisée à l'automne 2020. Le GNL de source renouvelable était alors compris dans les combustibles carboneutres et clairement identifié comme exemple d'un tel combustible.

1.5 Veuillez commenter l'opportunité et l'utilité de diffuser les informations relatives à l'impact économique et à la réduction des GES de la filière de gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R) pour les scénarios impliquant la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules.

Réponse :

Comme mentionné en réponse à la question 1.4, le gaz naturel liquéfié de source renouvelable (GNL-R) était un des exemples étudiés dans la filière des combustibles carboneutres. La réduction des émissions de GES liée à cette filière a été communiquée. Pour ce qui est de l'impact économique, pour obtenir ce type d'information, il aurait fallu procéder à des études d'avant-projet exhaustives, ce qui n'était pas le cas dans le cadre de l'analyse comparative.

1.6 Veuillez confirmer ou infirmer que les consultations réalisées en septembre et en octobre 2021 portaient uniquement sur le scénario de raccordement des IDLM au réseau principal avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en appoint, c'est à dire le scénario S-3 (références (iii) et (iv)).

Réponse :

Les rencontres qui se sont tenues en novembre 2021 portaient sur le projet de raccordement au réseau intégré et consistaient à une tournée d'information et d'échange avec les différentes parties prenantes concernées par le projet. Toutefois, il est important de mentionner qu'en septembre 2021, des rencontres ont eu lieu pour présenter les résultats de l'analyse comparative et répondre aux questions des différents publics cibles (employés, élus, commission consultative, groupes environnementaux, médias). Ces rencontres ont permis de réitérer l'acceptabilité du projet par les différentes personnes rencontrées.

1.6.1 Dans l'affirmative, veuillez expliquer pourquoi les scénarios de conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R n'ont pas fait l'objet de consultations.

Réponse :

Comme mentionné en réponse à la question 1.5, les scénarios de conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R étaient inclus dans la filière des combustibles carboneutres lors de la consultation réalisée à l'automne 2020. N'étant pas la Solution privilégiée par le Distributeur pour la transition énergétique du réseau des IDLM, ces scénarios n'ont pas fait l'objet d'autres consultations.

1.7 Veuillez commenter l'opportunité et l'utilité d'effectuer un sondage sur des scénarios spécifiques, dont des scénarios mettant en valeur particulièrement le potentiel énergétique de la filière éolienne en précisant le lieu d'implantation.

Réponse :

L'objectif du Distributeur lors de la consultation de l'automne 2020 était d'être le plus précis possible et de présenter l'information dont il disposait pour outiller au mieux la population afin que cette dernière puisse commenter les différentes options. Différents moyens ont été utilisés pour permettre aux répondants d'avoir une vision la plus claire possible des différentes options. Par exemple, pour l'éolien, des simulations visuelles ont été produites. Pour le solaire, le Distributeur a présenté la superficie requise pour un parc solaire. Pour que le Distributeur présente des informations plus détaillées des scénarios, il aurait fallu réaliser des études d'avant-projet pour chaque scénario, ce qui représente des ressources en temps et en coûts importants.

Par ailleurs, relativement au questionnaire, le Distributeur souhaite souligner que le sondage a été réalisé par une firme indépendante afin d'assurer l'objectivité de la démarche. Le questionnaire a été élaboré et rédigé par la firme pour ensuite être approuvé par le Distributeur. Les options ont été présentées en alternance (dans un ordre différent) lors des entrevues téléphoniques, afin d'éviter tout biais systématique dû à l'ordre de présentation. La description de chacune des options a été faite en prenant soin d'exposer les inconvénients et les avantages de chacune des options. Préalablement au sondage, le Distributeur a fourni des outils aux répondants pour se familiariser avec les concepts utilisés dans le sondage en réalisant dans le milieu une campagne de communication diversifiée sur le sujet (relations de presse, bulletins d'information transmis par la poste, informations disponibles sur le site d'Hydro-Québec et autres)[7]. D'ailleurs, 75 % des répondants au sondage avaient entendu parler de cette campagne de communication avant de répondre au sondage.

[7] **Voir les documents à la pièce HQD-12, document 10 (B-0264), annexe A.**

1.8 Veuillez confirmer ou infirmer que l'acceptabilité sociale des scénarios S-15 et S-16 résulte de l'acceptabilité de l'option d'utilisation d'un combustible carboneutre à la centrale actuelle.

Réponse :

Le Distributeur l'infirme. Les résultats sont ceux pour les options éolien (59 %) et combustibles carboneutres (31 %). Le Distributeur a ainsi présenté un intervalle entre le niveau de favorabilité de chacun de ces scénarios estimant que les scénarios S-15 et S-16 obtiendraient un niveau de favorabilité se situant dans l'intervalle.

1.8.1 Veuillez commenter le constat de la FCEI voulant que le processus suivi par le Distributeur suggère que les répondants préfèrent le diesel d'origine fossile (scénarios S-7 et S-8) au GNL-R (scénarios S-15 et S-16) en complément à l'éolien (référence (x)).

Réponse :

Les scénarios S-7 et S-8 ont une dominance d'énergie éolienne et la centrale au diesel y est utilisée comme outil de jumelage, même qu'à un certain point, la centrale serait en arrêt dans ces scénarios. Ainsi, il n'est pas exact de dire que les répondants préfèrent le diesel au GNL-R. Le niveau de favorabilité présenté pour ces scénarios est celui de l'énergie éolienne. Concernant les filières de combustibles de source fossile ou renouvelable, les réponses reçues soulevaient sensiblement toutes les mêmes préoccupations, soit l'augmentation du trafic maritime et les installations que cela implique (parc à carburant, transport, maintenance).

À cet égard, voici quelques commentaires provenant de la plateforme de consultation en ligne[8] et portant sur les scénarios incluant des combustibles, de source fossile ou renouvelable :

GNL

> **« Outre les nombreuses considérations environnementales, cette option n'innove pas et conserve les enjeux de transport et de risque de la centrale actuellement en place. »**

Répondant sur la plateforme numérique

> **« Cette option n'est pas envisageable selon moi. On doit s'éloigner de toutes énergie fossile. On ne sait pas quel seront les coûts d'opération et la durée de vie de la centrale une fois convertie. Le peu d'émission de GES sauvé sera probablement annulé par l'augmentation du traffic maritime et terrestre associé à cette façon d'opérer. De plus ceci ouvre la porte à nouveau à des projet d'exploitation de gaz naturel aux Îles. Une fois**

[8] **Voir l'ensemble des commentaires reçus lors de la consultation en ligne à la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), annexe B.**

convertie il sera plus facile pour les promoteurs de tenter de vendre l'idée de forer aux Îles pour sauver les coûts de transport. On parle alors de port méthanier et d'infrastructures lourdes. Il n'y a aucun intérêt pour les Madelinots et l'environnement de procéder de cette façon. »

Répondant sur la plateforme numérique

Combustibles carboneutres

« Avec cet option, les Iles sont toujours dépendante d'approvisionnement par bateau, d'entreposage, de modification majeures à la centrale etc... Pas une option intéressante à mon point de vue. »

Répondant sur la plateforme numérique

« En total désaccord. Primo pratiquement toutes ces options peuvent cacher beaucoup de GES dans leur production. Un projet de production d'engrais impliquant une utilisation énorme de gaz naturel avait comme doys produit du... méthanol en quantité industrielle!!!

Ce sont pratiquement tous des chevaux de Troie dont il faut se méfier. Et même si certains éléments pourraient être acceptables comme les biogazs des décharges publiques rien ne nous dit qu'on ne leur substituera pas ou additionnera pas du GNL. Encore une fois, RIEN, MÊME LA BIOMASSE n'est réellement carboneutre quand sa combustion en quantité importante s'ajoute à une planète carbo saturée. À tout cela s'ajoute les transports, les processus de production comme celui des granules dont le séchage seulement ajoute 35% aux GES, la sécurité d'approvisionnement qui rendent ces options aléatoires, vagues, incertaines, douteuses et coûteuses. En bout de piste, un câble de redondance dont le coût marginales moindre que le premier, réparti dur 40 ans est tellement mieux et probablement plus économique. »

Répondant sur la plateforme numérique

1.9 Le RNCREQ (référence (xi)) constate que les scénarios S-7 à S-10 impliquant les éoliennes reçoivent un niveau d'acceptabilité sociale de 59 % de la filière éolienne, peu importe leurs impacts environnementaux et leurs réductions d'émissions de GES, et ce malgré le fait que le scénario S-7 implique l'émission de trois fois plus de GES annuellement que le scénario S-10. L'intervenant conclut que la méthodologie utilisée pour juger de l'acceptabilité sociale des scénarios est problématique et lui apparait déficiente et peu utile dans l'exercice de les différencier. Veuillez commenter le constat et la conclusion de l'intervenant.

Réponse :

Pour mesurer l'acceptabilité sociale de chaque scénario précis, il aurait fallu réaliser un avant-projet exhaustif pour chacun, ce qui représente des ressources en temps et en coûts importantes. Au-delà du niveau de favorabilité quantitatif, les commentaires recueillis[9] témoignent d'une connaissance, par la population, de la question de la transition énergétique et de l'importance du

[9] **Voir l'ensemble des commentaires reçus lors de la consultation à la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), annexes B (consultation en ligne) et C (sondage téléphonique).**

choix de la solution. Ces commentaires permettent également au Distributeur de juger adéquatement de l'acceptabilité sociale de chaque scénario. De plus, il est important de préciser que l'acceptabilité sociale ne repose pas seulement sur les impacts environnementaux et la réduction des émissions de GES, mais sur l'ensemble des éléments qui constituent un projet.

Voir également la réponse à la question 1.3.

1.10 Considérant l'importance pour le Distributeur du critère de l'acceptabilité sociale d'un projet de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) à des énergies renouvelables, veuillez commenter les constats de la Communauté maritime présentés à la référence (xii).

Réponse :

Au-delà de la consultation de 2020, depuis 2018, Hydro-Québec a réalisé de nombreuses rencontres avec différents publics dans le cadre des études d'avant-projet du raccordement par câbles sous-marins. Voir à cet égard la liste des consultations réalisées dans les tableaux R-1.10-A à R-1.10-C. Différentes préoccupations ont été soulevées donnant lieu à l'élaboration de mesures d'atténuation pour tenir compte de ces dernières. Comme mentionné dans le site du développement durable d'Hydro-Québec :

> **« Contribuer au développement socioéconomique du Québec en améliorant l'acceptabilité sociale de nos activités**
>
> **[…]**
>
> **L'objectif visé n'est pas nécessairement l'absence totale d'opposition, mais plutôt l'atteinte d'un large consensus. En encourageant la participation du public et des parties prenantes dès les premières étapes d'un projet, nous leur permettons de contribuer à l'élaboration de conditions visant à le rendre acceptable dans une perspective d'avantages mutuels. »**

TABLEAU R-1.10-A :
CALENDRIER DES RENCONTRES ET DES ACTIVITÉS DE COMMUNICATION
INFORMATION GÉNÉRALE

Date	Représentants du milieu
11 juin 2018	Merinov Bureau du député de la circonscription provinciale de Gaspé MRC du Rocher-Percé Ville de Percé
12 juin 2018	École des pêches et de l'aquaculture du Québec Ministère des Transports du Québec
13 juin 2018	Médias de la Gaspésie Grand public – Gaspésie (séance d'information)
18 juin 2018	Municipalité des Îles-de-la-Madeleine Pêches et Océans Canada – Bureau de secteur des Îles-de-la-Madeleine Gestionnaires et employés d'Hydro-Québec aux Îles-de-la-Madeleine
19 juin 2018	Chambre de commerce des Îles-de-la-Madeleine Médias locaux des Îles-de-la-Madeleine Grand public – Îles-de-la-Madeleine (séance d'information)
12 novembre 2018	Député de la circonscription provinciale des Îles-de-la-Madeleine Médias locaux des Îles-de-la-Madeleine Pêcheurs des Îles-de-la-Madeleine (séance d'information)
13 novembre 2018	Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine Municipalité de Grosse-Île
14 novembre 2018	Employés d'Hydro-Québec aux Îles-de-la-Madeleine Rassemblement des pêcheurs et pêcheuses des côtes des Îles Regroupement des palangriers et pétoncliers uniques madelinots Ville de Percé Association des capitaines-propriétaires de la Gaspésie
15 novembre 2018	Association des crabiers gaspésiens Médias locaux de la Gaspésie Pêcheurs de la Gaspésie (séance d'information)

Date	Représentants du milieu
16 novembre 2018	Nergica Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec Merinov Bureau du député de la circonscription provinciale de Gaspé

TABLEAU R-1.10-B :
CALENDRIER DES RENCONTRES ET DES ACTIVITÉS DE COMMUNICATION
INFORMATION SUR LA CONSULTATION

Date	Type de communication / Représentants du milieu
11 mars 2019	Rencontre avec les pêcheurs du Regroupement des pêcheurs professionnels du Sud de la Gaspésie Rencontre avec les pêcheurs de l'Association des crabiers de la Gaspésie
12 mars 2019	Rencontre avec les pêcheurs de l'Association des capitaines propriétaires de la Gaspésie
14 mai 2019	Rendez-vous citoyens aux Îles-de-la-Madeleine
15 mai 2019	Rendez-vous citoyens à Percé
25 novembre 2019	Rendez-vous citoyens aux Îles-de-la-Madeleine
26 novembre 2019	Rencontre avec les pêcheurs des Îles-de-la-Madeleine
27 novembre 2019	Rencontre avec les pêcheurs de la Gaspésie Rendez-vous citoyens à Percé
9 novembre 2021	Rencontre avec les groupes environnementaux des Îles-de-la-Madeleine Rencontre avec les pêcheurs des Îles-de-la-Madeleine Rendez-vous citoyens aux Îles-de-la-Madeleine
10 novembre 2021	Rencontre avec les pêcheurs de la Gaspésie Rendez-vous citoyens à Percé

TABLEAU R-1.10-C :
CALENDRIER DES RENCONTRES ET DES ACTIVITÉS DE COMMUNICATION
CONSULTATION SUR LES AUTRES OPTIONS D'APPROVISIONNEMENTS

Date	Représentants du milieu
28 août 2020	Rencontre avec la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine
3 septembre 2020	Rencontre avec le député des Îles-de-la-Madeleine
9 septembre 2020	Rencontre avec la Municipalité des Îles-de-la-Madeleine
10 septembre 2020	Rencontre avec la mairesse de Grosse-île
17 septembre 2020	Rencontre avec le maire des Îles-de-la-Madeleine
23 septembre 2020	Rencontre avec la direction de l'urbanisme de la Municipalité des Îles-de-la-Madeleine
15 octobre 2020	Rencontre avec le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles
19 octobre 2020	Rencontre avec les groupes environnementaux locaux – 1 - Association madelinienne pour la sécurité énergétique et environnementale - Comité ZIP des Îles
21 octobre 2020	Présentation à la Conférence administrative régionale Îles-de-la-Madeleine
27 octobre 2020	Rencontre avec les groupes environnementaux locaux – 2 - Attention FragÎles - Société de conservation de la nature des Îles-de-la-Madeleine
28 octobre 2020	Rencontre avec les intervenants réguliers de la Régie de l'énergie intéressés par le dossier dans le cadre du Processus de consultation réglementaire
29 octobre 2020	Rencontre avec le Bureau régional de coordination gouvernementale des Îles-de-la-Madeleine – ministère des Affaires municipales et de l'Habitation
5 novembre 2020	Rencontre avec les groupes environnementaux nationaux - Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) - Équiterre - Fondation David Suzuki - Greenpeace - Nature Québec
27 novembre 2020	Rencontre avec le Forum des partenaires de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine
24 août 2021	Rencontre avec le maire des Îles-de-la-Madeleine et le ministre de l'Énergie et des ressources naturelles

Date	Représentants du milieu
7 septembre 2021	**Rencontres pour présenter les résultats de l'analyse comparative avec :** - **Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine** - **Commission consultative sur les enjeux énergétiques** - **Médias locaux** - **Employés d'Hydro-Québec aux Îles-de-la-Madeleine** - **Groupes environnementaux locaux**

1.11 Veuillez commenter la conclusion de la Communauté maritime présentée à la référence (xiii) et indiquer si le Distributeur est d'accord pour effectuer des validations supplémentaires afin de mesurer l'acceptabilité sociale des scénarios sous analyse. Veuillez élaborer.

Réponse :

L'acceptabilité sociale est au cœur des priorités d'Hydro-Québec. Les informations recueillies jusqu'à présent dans le cadre des diverses activités de consultation sur la transition énergétique et le projet de raccordement du réseau des IDLM confirment que le projet de raccordement satisfait à cette orientation. Aucune contestation n'a été rencontrée et la revue de presse du projet est positive ou factuelle depuis le début de l'avant-projet[10].

[10] **Aperçu de la revue de presse (non exhaustive) :**
https://www.ledroit.com/2018/06/13/un-cable-sous-marin-de-220-km-vers-les-iles-de-la-madeleine-2dc12346fb761d7e5c21b3dbd75476a6?nor=true
https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1106848/cable-sous-marin-entre-les-iles-et-la-gaspesie-hydro-quebec-enclenche-le-processus
https://ici.radio-canada.ca/tele/le-telejournal-est-du-quebec/site/episodes/409381/episode-du-13-juin-2018
https://ici.radio-canada.ca/ohdio/premiere/emissions/au-coeur-du-monde/episodes/409394/audio-fil-du-mercredi-13-juin-2018/5
https://ici.radio-canada.ca/ohdio/premiere/emissions/les-annees-lumiere/segments/entrevue/77183/cable-sous-marin-electrique-electricite-hydro-quebec-science-gaspesie-iles-madeleine
http://plus.lapresse.ca/screens/1c265662-1be1-4b94-a9ce-2c53e226d891__7C___0.html?utm_medium=Twitter&utm_campaign=Internal+Share&utm_content=Screen
http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1136235/cable-sous-marin-electricite-iles-madeleine-gaspesie-hydro-quebec-pecheur
nhttp://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1169816/cable-sous-marin-iles-madeleine-electricite-hydro-quebec-consultation http://plus.lapresse.ca/screens/1c265662-1be1-4b94-a9ce-2c53e226d891__7C___0.html?utm_medium=Twitter&utm_campaign=Internal+Share&utm_content=Screen
http://plus.lapresse.ca/screens/e9350505-ef9c-450e-b825-0c1dee684c0a__7C___0.html?utm_content=twitter&utm_source=lpp&utm_medium=referral&utm_campaign=internal+share
https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1734799/transition-energetique-iles-madeleine-gaz-naturel-solaire-eolien-biomasse-scenarios-hydro-quebec
http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1822196/annonce-hydro-quebec-cables-sous-marins-hydro-iles-madeleine-transition-energetique
https://www.ledevoir.com/societe/environnement/630381/electricite-hydro-quebec-veut-construire-un-cable-sous-marin-pour-raccorder-les-iles-de-la-madeleine-a-son-reseau

Hydro-Québec ne croit pas qu'une nouvelle consultation obtiendrait des résultats différents de ceux obtenus.

D'ailleurs, il est important de mentionner que la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine a également sondé sa population sur la stratégie énergétique. Le sondage réalisé à l'été 2020[11] indique que 57 % des répondants croient que le projet de raccordement par câbles sous-marins aura un impact très favorable ou favorable sur les cibles de la stratégie énergétique des Îles-de-la-Madeleine (question 4 du sondage). Dans ce même sondage, 50 % des répondants optent pour le raccordement par câbles sous-marins comme une des options devant faire partie de la combinaison pour l'approvisionnement en énergie de l'archipel (question 8 du sondage). Le parc solaire centralisé ou des panneaux solaires répartis sur le territoire ainsi que l'éolien terrestre sont les deux autres filières présentant le plus grand niveau de favorabilité.

RÉDUCTION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENTS

2. Références :

(i) Pièce B-0076, p. 4 et 5;
(ii) Pièce B-0204, p. 23;
(iii) Pièce C-AHQ-ARQ-0086, p. 20;
(iv) Pièce C-AHQ-ARQ-0086, p. 13 et 14;
(v) https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1892958/indice-prix-consommation-canada-mai-2022-hausse
(vi) https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/appels-propositions/2021-01.html

Préambule :

(i) « *Sur la base d'une estimation paramétrique des coûts, comportant un degré de précision de l'ordre de 30 %, le scénario de raccordement avec maintien de la centrale actuelle en réserve laisse présager un gain de 20 % pour le Distributeur par rapport au scénario statu quo, sur la période 2025-2064. Comme déjà mentionné, les coûts du scénario de raccordement pourraient varier en fonction des choix technologiques qui seront faits et des contraintes du milieu.*

http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1839233/trace-hydro-quebec-oneil-cloutier-peche-homard-cable-sous-marin-banc-americains
http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1838208/centrale-mazout-electricite-hydro-quebec-transition-ecologique

[11] **https://www.muniles.ca/wp-content/uploads/2021/11/donnees-Enquete-energieaout2020-sansquestionouverte-1.pdf**

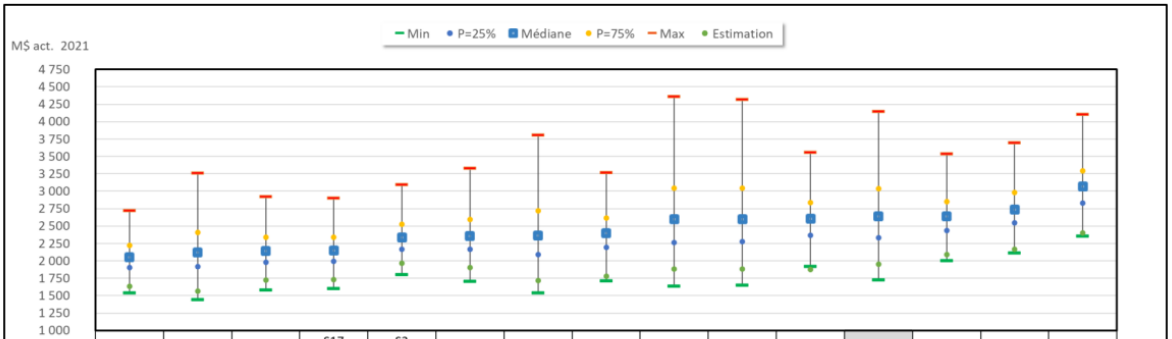
TABLEAU 1 :
SCÉNARIO DE RACCORDEMENT PAR RAPPORT AU SCÉNARIO STATU QUO (2025-2064)

M$ act. 2018	Statu quo	Raccordement	Écarts	
Investissements	152	606	454	
Charges	1 313	635	-677	
Revenus additionnels	0	-63	-63	
TOTAL	**1 465**	**1 179**	**-286**	**-20%**

»

(ii) Figure 3 : Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo en M$ actualisés 2021.

FIGURE 3 :
ÉTUDE COMPARATIVE DU COÛT DES SCÉNARIOS
SELON LA MÉTHODE DE SIMULATION MONTE-CARLO EN M$ ACTUALISÉS 2021



	S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW	S8 Éolien 26,8 MW +diesel	S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW	S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+ Sol 10 MW	S3 Raccord (Percé) + centrale GDP	S6 GNL-R	S7 Éolien 13,4 MW +diesel	S9 Éolien en mer 36 MW	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord Nouvelle-Écosse	S14 Biomasse 70 MW +diesel	S13 Biomasse 105 MW
Min	1 535	1 439	1 581	1 599	1 804	1 704	1 536	1 711	1 636	1 650	1 917	1 728	2 004	2 114	2 353
P=25%	1 905	1 916	1 982	1 994	2 167	2 165	2 089	2 197	2 266	2 277	2 370	2 332	2 435	2 545	2 829
Médiane	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066
P=75%	2 221	2 406	2 340	2 340	2 526	2 595	2 719	2 616	3 042	3 042	2 835	3 034	2 849	2 979	3 291
Max	2 722	3 259	2 923	2 898	3 092	3 325	3 803	3 266	4 356	4 317	3 556	4 143	3 532	3 694	4 102
Estimation	1 633	1 562	1 725	1 728	1 965	1 904	1 718	1 776	1 882	1 887	1 875	1 953	2 091	2 169	2 400

Notes : Les scénarios sont présentés en ordre croissant du coût moyen de la médiane. Les lignes du tableau de données correspondent respectivement au coût minimum (Min), au coût avec probabilité de non-dépassement de 25 % (P=25 %), à la médiane (probabilité de non-dépassement de 50 %), au coût avec probabilité de non-dépassement de 75 % (P=75 %), au coût maximum (Max) et à l'estimation (avant la calibration des coûts pour l'analyse probabiliste).
Les scénarios S-2 et S-5 ont été exclus de l'analyse.

(iii) « *Nous sommes d'avis que l'incertitude demeure importante sur les scénarios de câbles sous-marins (S-2, S-3 et S-4). En effet, <u>les coûts de la solution de raccordement en provenance de la Gaspésie ont presque doublé en quelques mois, passant de 1 179 M$ en juin 2020 à 2 335 pour le scénario S-3 en octobre 2021</u>. Rien n'assure qu'une telle tendance ne se poursuivra pas dans le cadre de l'avant-projet.* […] *Il est important de noter que dans un cas récent Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »), celui-ci prévoit dépasser ses coûts d'investissements de l'ordre de 26 % par rapport à l'évaluation de l'avant-projet et ce, pour un projet qui ne comporte pas les inconnues sous-marines qui pourraient se présenter dans le cas présent.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iv) « *Le Distributeur indique que les scénarios doivent minimalement permettre de réduire les coûts de l'approvisionnement par rapport au statu quo (sur une période d'analyse de 2021 à 2067). Il indique par ailleurs que la rentabilité d'un projet se traduit par rapport à une réduction des coûts d'approvisionnement.*

Nous ne pouvons pas être en accord avec cette interprétation du Distributeur telle que libellée. En effet, nous sommes d'avis qu'il n'est pas suffisant que le scénario retenu permette de réduire les coûts d'approvisionnement par rapport au statu quo mais que le scénario retenu devrait être celui qui, parmi ceux qui respectent les trois autres critères, soit celui qui permette de réduire le plus les coûts d'approvisionnement par rapport au statu quo. [soulignements de l'intervenant]

Par conséquent, nous recommandons à la Régie de retenir comme critère de réduction des coûts d'approvisionnement que le scénario retenu devrait être celui qui, parmi ceux qui respectent les trois autres critères, permette de réduire le plus les coûts d'approvisionnement par rapport au statu quo. [emphase et soulignements de l'intervenant] » [nous surlignons], [notes de bas de page omises]

(v) Article publié le 22 juin 2022 sur le site web de Radio-Canada ayant pour titre : « *L'inflation bondit à 7,7 % en mai, la plus forte hausse depuis janvier 1983* ».

(vi) Site web d'Hydro-Québec sur l'A/O 2021-01: Appel d'offres pour l'acquisition de 480 MW d'énergie renouvelable.

Demandes :

À partir du tableau 1 de la référence (i), de la figure 3 de la référence (ii) et des données déposées par le Distributeur sous pli confidentiel (pièce B-0267), la Régie a préparé le tableau suivant :

	Coût estimé - M$$_{2018}$$			
	Statu quo	Raccordement	Δ	
Investissements	152	606	454	
Charges	1 313	635	-678	
Revenus additionnels	0	-63	-63	
Total	**1 465**	**1 178**	**-287**	**-20%**

	Coût estimé - M$$_{2021}$$			
	Statu quo	Raccordement	Δ	
Investissements	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
Charges	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
Revenus additionnels	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
Total	**1 953**	**1 965**	**12**	**1%**

2.1 Veuillez confirmer ou infirmer que l'écart entre les coûts estimés du Statu quo et ceux du scénario de raccordement a considérablement diminué entre juin 2020 (référence (i)) et octobre 2021(référence (ii)). Veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur l'infirme. D'abord, il précise que l'analyse économique présentée en juin 2020 (référence (i)) est celle qui a été réalisée en 2018 et non en 2020. Ainsi, l'affirmation de l'intervenant voulant que les coûts de la solution de raccordement en provenance de la Gaspésie ont presque doublé en quelques mois (référence (iii)) est erronée. En effet, l'intervenant compare le coût de l'analyse économique réalisée en 2018 (en M$ actualisés 2018) au coût de la médiane du scénario S-3 résultant de l'analyse Monte-Carlo présentée en octobre 2021 (en M$ actualisés 2021).

L'avantage économique de l'option de raccordement comparativement au scénario *statu quo* est passé de 20 % en 2018 à 11,5 % dans le cadre de l'analyse comparative actuelle, en se basant sur les valeurs médianes de coûts de l'analyse Monte-Carlo. Toutefois, ces deux analyses ont été réalisées avec des paramètres et sur une période d'analyse différents. Comme mentionné en réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements nº 5 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-12, document 3 (B-0255) l'inclusion des sept années précédant le raccordement (période d'analyse 47 ans vs 40 ans), combinée à trois ans d'inflation sur la valeur actualisée à une année différente ($2021 plutôt que $2018), expliquent une importante part de cette augmentation.

Le Distributeur a également déjà souligné que les relevés marins complétés à l'été 2019 avaient permis de constater des changements qui pourraient avoir un impact notable sur le projet, sans toutefois faire doubler le coût des investissements[12]. Cette activité, réalisée dans le cadre de l'avant-projet, avait justement pour but de réduire le degré d'incertitude lié aux contraintes techniques des fonds marins.

Bien que le Distributeur reconnaisse qu'il subsiste encore des incertitudes dans l'analyse, et ce, pour l'ensemble des scénarios évalués, l'analyse Monte-Carlo a justement permis de quantifier ces incertitudes et d'en tenir compte dans le classement économique des scénarios.

2.2 Veuillez confirmer que, parmi les scénarios offrant des réductions significatives de GES, le scénario S-3 n'est pas celui qui offre la meilleure réduction des coûts d'approvisionnements par rapport au statu quo (référence (ii)).

[12] **Notamment, pièce HQD-4, doc. 3.2 (B-0099).**

Réponse :

Le Distributeur confirme que le scénario S-3 n'est pas celui qui offre la meilleure réduction des coûts des approvisionnements par rapport au *statu quo* (référence (ii)).

Le Distributeur rappelle toutefois que la réduction des émissions de GES pour des options de mix énergétique, comme les scénarios S-15, S-16 et S-17, repose en grande partie sur la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R. Or, cette filière, comme celle des combustibles carboneutres, rencontre une faible acceptabilité sociale. En l'absence de la conversion de la centrale au GNL-R, le Distributeur est d'avis que le raccordement par câbles sous-marins est le seul scénario réaliste, économique, fiable et socialement acceptable qui permet de contribuer à l'atteinte de l'objectif du *Plan pour une économique verte 2030* (PÉV 2030) du gouvernement du Québec.

2.3 Compte tenu de la poussée inflationniste observée récemment, de la hausse des taux directeurs de la Banque du Canada et du processus d'appels d'offres en cours, veuillez commenter l'opportunité de mettre à jour les scénarios déterministes pour tenir compte du contexte économique actuel et d'une révision possible des coûts évités de la puissance et de l'énergie (références (v) et (vi)).

Réponse :

Une mise à jour des scénarios déterministes n'apparaît ni souhaitable ni opportune. En effet, le Distributeur ne dispose pas à l'heure actuelle d'informations probantes indiquant que certains scénarios seraient davantage influencés que d'autres, et qui auraient comme conséquence de modifier le classement des scénarios à la suite des simulations.

Concernant la mise à jour des coûts évités de l'énergie et la proposition de la FCEI de tenir compte des résultats de l'appel d'offres en cours pour l'acquisition d'énergie éolienne (A/O 2021-02)[13], le Distributeur souligne qu'il utilise les coûts évités approuvés par la Régie dans sa décision D-2022-062 et que les résultats des appels d'offres ne seront pas connus avant plusieurs mois.

[13] **Pièce C-FCEI-0067, page 7.**

SIMULATIONS MONTE CARLO

3. Références :
(i) Pièce C-AHQ-ARQ-0086, p. 20;
(ii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0053, p. 16 à 18;
(iii) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 2;
(iv) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 29;
(v) Pièce B-0204, p. 23;
(vi) Pièce B-0260, p. 13.

Préambule :

(i) « […] *le Distributeur n'a pu justifier que la précision des investissements pour le scénario sous-marin S-3 (une première pour Hydro-Québec) soit inférieure à la précision des investissements des scénarios éoliens S-7 et S-8 (technologie éprouvée) autrement que par une description du processus utilisé pour déterminer la précision retenue. Il est important de noter que dans un cas récent Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »), celui-ci prévoit dépasser ses coûts d'investissements de l'ordre de 26 % par rapport à l'évaluation de l'avant-projet et ce, pour un projet qui ne comporte pas les inconnues sous-marines qui pourraient se présenter dans le cas présent.* » [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

(ii) « *Pour le scénario S3* […] *la variation Capex-pérennité et investissements est de -21% à +92%. Il s'agit d'une variation englobant la mise en place des câbles et l'ajout des postes convertisseurs.*

Selon l'AQCIE et le CIFQ, les variations associées aux postes convertisseurs devraient être plus faibles que celles associées à la mise en place des câbles puisqu'il s'agit d'équipements et de travaux connus et maîtrisés par les spécialistes d'Hydro-Québec. Cependant, il en est autrement pour la mise en place du câble sous-marin de 225 km. Ne disposant pas des éléments de base qui ont permis aux spécialistes d'Hydro-Québec d'arriver à un consensus, il n'est pas possible de se prononcer sur le réalisme des variations de -21% à +92%.

Pour le scénario S16 […] *les variations retenues par le Distributeur sont de -13% à +115%.*

Selon l'AQCIE et le CIFQ, ces variations sont surprenantes, notamment la valeur de +115%. En effet, il s'agit pour la plupart de travaux usuels et bien maîtrisés par Hydro-Québec. De plus l'ajout d'éoliennes ne devrait pas présenter de risque important puisqu'il y a déjà deux éoliennes sur le site prévu, de sorte qu'il ne devrait pas y avoir de circonstances inconnues et imprévisibles pour l'installation des nouvelles éoliennes.

Par ailleurs, dans sa demande de renseignements, le RNCREQ présente une référence du « US Department of Energy » qui prévoit une diminution du Capex pour les éoliennes terrestres et pour le stockage par batteries.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, en se basant sur les informations disponibles il apparaît que les variations Capex pour le scénario S16 ne sont pas réalistes. De plus, le Distributeur n'a pas justifié les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo. […]

Les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo ont un impact important sur le coût total des scénarios, et l'impact est différent selon les scénarios. Il faut donc s'assurer que les valeurs MIN et MAX sont bien justifiées, ce qui n'est pas le cas comme on l'a mentionné plus haut.

Il est à noter que pour les Investissements, l'impact des simulations Monte-Carlo est de [redacted]% pour le scénario S16 et de [redacted]% pour le scénario S3. Étant donné que les simulations Monte-Carlo veulent mesurer les incertitudes liées à chaque scénario, cela signifierait que selon ces résultats, les investissements associés à l'installation d'un câble sous-marin de 225 km et à l'ajout de deux postes convertisseurs comporteraient moins d'incertitudes que les investissements associés à la conversion de la centrale actuelle et à l'ajout d'éoliennes sur un site déjà connu, ce qui n'est pas logique.

Ces résultats montrent l'importance de justifier les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo, ce qui n'a pas été fait par le Distributeur. Le fait que les valeurs MIN et MAX sont le résultat d'un consensus de spécialistes d'Hydro-Québec ne constitue pas une justification. Il faudrait fournir les bases qui ont permis d'obtenir un consensus. » [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(iii) « […] *cette étude* [analyse Monte Carlo] *est entachée d'une erreur méthodologique importante, soit l'utilisation d'une distribution triangulaire avec des valeurs min/max asymétriques* »

(iv) « *Si les valeurs min/max sont symétriques, l'utilisation d'une distribution triangulaire ne diverge pas des résultats de l'analyse déterministe. Mais lorsque les min/max sont asymétriques, elle mène à des résultats qui ne sont pas compatibles avec l'analyse originale.*

C'est cela que le Distributeur a fait. Son analyse Monte Carlo contredit son analyse détaillée. La simple raison en est simple : il applique une distribution probabiliste qui n'est pas compatible avec les paramètres qu'il a choisis initialement.

Cela explique pourquoi les coûts médians selon l'étude Monte Carlo sont significativement plus élevés que les estimations de l'étude économique. Les fourchettes asymétriques, combinées avec le choix arbitraire d'y appliquer une distribution triangulaire, font en sorte que l'étude Monte Carlo contredit l'étude économique, plutôt que de l'approfondir.

Cet important problème enlève toute valeur probante à l'étude Monte Carlo exécuté par le Distributeur. Ainsi, la seule conclusion sur le plan économique qui demeure est celle présentée au Tableau 2 ci-dessus (à la page 17), où le scénario S-3 est en 12e place, après tous les scénarios faisant appel à la filière éolienne, et même après le Statu quo (S-1). » [nous soulignons]

(v) Figure 3 : Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo en M$ actualisés 2021.

(vi) Figure R-3.1 : Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo incluant le scénario S-2 – révisé.

Demandes :

3.1 Veuillez confirmer ou infirmer que les valeurs MIN et MAX (MIN/MAX) utilisées pour les simulations Monte-Carlo ont un impact important sur les coûts médians des scénarios (référence (ii)).

Réponse :

Le Distributeur l'infirme. 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 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[14]. À cet égard, voir la réponse du Distributeur à la question 5.8 de la demande de renseignements nº 10 de la Régie à la pièce HQD-12, document 1 (B-0248).

Voir également la réponse à la question 3.6.

3.2 Veuillez confirmer ou infirmer que l'utilisation de valeurs min/max asymétriques et d'une distribution triangulaire font en sorte que le coût médian d'un scénario est supérieur au coût estimé (référence (iv)).

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Le coût médian prend en compte le niveau de contingence requis adapté aux scénarios.

Voir la réponse à la question 3.6.

3.3 Selon l'AQCIE-CIFQ, la variation des valeurs MIN/MAX en « Capex-pérennité et investissements » du scénario S-3 ne traduit pas fidèlement le risque associé au raccordement des IDLM au réseau principal (référence (ii)). Veuillez commenter.

[14] **Pièce C-RNCREQ-0103, page 28.**

Réponse :

Le Distributeur souhaite d'abord rappeler que les estimations de coûts des scénarios ne présentaient pas toutes des niveaux de précision équivalents, et la comparaison sur la base du résultat de l'analyse économique (ou de l'Estimation), sans tenir compte des incertitudes propres à chacun des scénarios, n'est donc pas appropriée[15]. L'incertitude n'est pas seulement liée aux coûts des investissements (CAPEX) pour lesquels des contingences sont prises en compte, mais également aux coûts d'opération (OPEX), comme notamment la projection des coûts des combustibles et des coûts des droits d'émissions de GES qui affectent différemment les scénarios. C'est pour ces raisons que le Distributeur a réalisé une analyse Monte-Carlo, qui tient compte des niveaux d'incertitude liés à chacune des estimations et prévisions, et qu'il base son classement des scénarios selon la valeur médiane du résultat de cette analyse plutôt que selon les résultats de l'analyse économique.

L'évaluation du niveau d'incertitude lié aux investissements, considérée pour l'analyse Monte-Carlo, est conséquente selon le degré d'avancement des analyses réalisées dans le cadre de l'avant-projet pour le raccordement, en comparaison aux scénarios alternatifs qui ne sont qu'à un stade d'analyse paramétrique.

Voir également la réponse à la question 3.6.

3.4 Selon l'AQCIE-CIFQ, la variation des valeurs MIN/MAX en « Capex-pérennité et investissements » du scénario S-16 ne traduit pas adéquatement le risque associé à l'ajout d'éoliennes terrestres sur un site où des éoliennes sont déjà en exploitation, ni la tendance anticipée des coûts d'investissements de la filière éolienne et du stockage d'énergie (référence (ii)). Veuillez commenter.

Réponse :

Les variations -13 % à +115 %, retenues pour les investissements du scénario S-16, tiennent compte du niveau de précision au stade de l'analyse paramétrique. Le niveau de précision déterminé englobe à la fois le contenu technique du scénario, défini de façon peu précise à ce stade-ci, et l'estimation des coûts. En effet, l'ajout d'éoliennes comporte un certain degré d'incertitude, mais c'est surtout le concept d'intégration de l'énergie éolienne (systèmes de stockage, compensateur(s) synchrone(s) et autres) qui comporte un important degré d'incertitude pour un tel scénario. Quant à la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R, qui a un poids important sur le total des investissements considérés, il ne s'agit pas de travaux usuels et bien maîtrisés

[15] **Pièce HQD-11, document 1 (B-0204), section 3.3.4.**

par Hydro-Québec, et les variations retenues témoignent aussi des incertitudes qui y sont associées.

Voir également la réponse à la question 3.6.

3.5 L'AQCIE-CIFQ arrive à la conclusion que selon les résultats des simulations Monte-Carlo « *les investissements associés à l'installation d'un câble sous-marin de 225 km et à l'ajout de deux postes convertisseurs comporteraient moins d'incertitudes que les investissements associés à la conversion de la centrale actuelle et à l'ajout d'éoliennes sur un site déjà connu* » (référence (ii)). Veuillez commenter.

Réponse :

Comme le montre la figure 3 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), portant sur les résultats de l'étude comparative du coût des scénarios selon la méthode Monte-Carlo, l'ensemble des scénarios présentent des risques économiques de différentes amplitudes. Pour les scénarios qui comportent des coûts d'investissements inférieurs à ceux du scénario S-3, les risques se situent davantage sur le plan des coûts d'opération (combustible, droits d'émissions des GES, exploitation, maintenance et autres) sur toute la période d'analyse. Le Distributeur est d'avis que le niveau de risque des scénarios doit être comparé sur la base de l'amplitude globale (écart entre les coûts Min et Max de la figure 3) qui intègre les coûts d'investissements et d'opération. Sur cette base, le scénario S-3 se classe en deuxième place parmi les scénarios les moins risqués. L'amplitude des risques du scénario S-3 est principalement liée à l'incertitude sur les coûts d'investissements à ce stade-ci de l'avant-projet. Ces coûts seront précisés à la fin de l'avant-projet, et confirmés après le dépôt des réponses aux appels de propositions. L'amplitude du risque résiduel s'en trouvera alors considérablement réduit.

Voir également la réponse à la question 3.6.

3.6 Selon le RNCREQ, l'utilisation d'une distribution triangulaire avec des valeurs MIN/MAX asymétriques entache les analyses Monte-Carlo réalisées par le Distributeur d'une erreur méthodologique importante (référence (iii)). Veuillez commenter.

Réponse :

D'abord, le Distributeur soutient que l'approche utilisée est le fruit d'une démarche structurée et conforme aux règles de l'art dans le domaine de la gestion de projet.

Il existe de nombreux modèles de distribution de probabilité. Les meilleures pratiques en gestion de projet, dans un contexte pour lequel les données disponibles ne permettent pas de déterminer une loi spécifique de probabilité, indiquent que l'utilisation d'une loi triangulaire est la meilleure option telle

qu'utilisée par la Société Québécoise des infrastructures dans son analyse quantitative des risques et conforme aux pratiques recommandées par le *Project Management Institut* (PMI) et *l'Association for the Advancement of Cost Engineering* (AACE).

D'emblée, il faut reconnaître qu'une estimation est de type probabiliste plutôt que de type déterministe. En effet, l'estimation des CAPEX et OPEX est le résultat d'une très grande quantité d'informations qui ont des variabilités différentes, de là l'utilité d'une analyse Monte-Carlo afin d'en capter toutes les nuances.

Afin de déterminer les contingences requises en fonction des risques de variation du contenu (quantité), du temps et des coûts unitaires, le Distributeur a utilisé la distribution triangulaire parce qu'elle demande un minimum d'informations, soit un coût minimum, un coût probable et un coût maximum, et qu'elle traduit bien les aléas du domaine de la construction. L'idée en gestion de projet est d'avoir les bons montants de contingence en fonction de l'étape du projet et de la méthode d'estimation utilisée.

Cela dit, les coûts des charges dans l'analyse économique ne contiennent aucune contingence reliée aux risques de variation de contenu et des coûts et ceux-là sont particulièrement importants dans les scénarios utilisant du carburant fossile. C'est la raison pour laquelle il y a des distributions très asymétriques vers les valeurs plus élevées (ou du côté droit du graphique) et cela explique en grande partie que la valeur Estimation de la figure 3 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204) soit proche de la valeur du Min.

La distribution de Weibull, à laquelle réfère le RNCREQ dans son mémoire[16], est souvent utilisée pour estimer le potentiel éolien d'un site. Elle modélise la probabilité qu'un vent souffle à telle vitesse sur ce site. Cette distribution est rarement utilisée en gestion de projet pour déterminer les contingences et pour cause. En effet, selon la figure « Graphique 14 Distribution Weibull et triangulaire » du mémoire de l'intervenant, les contingences seraient pratiquement nulles.

Le Distributeur est d'avis qu'il ne serait donc pas approprié d'utiliser une distribution qui, après analyse des risques pour fins de contingence, donnerait exactement la même valeur que celle utilisée au départ de l'analyse. D'ailleurs, l'intervenant fait la démonstration de la pertinence de l'utilisation de la distribution triangulaire en gestion de projet dans sa figure « Graphique 14 Distribution Weibull et triangulaire ». En effet, en gestion de projet, sur la base d'une estimation de la valeur 100 % sans contingence et en faisant varier le Min à 90 % et le Max à 140 %, la distribution triangulaire à 50 % de probabilité de

[16] **Pièce C-RNCREQ-0103, pages 28-29.**

dépassement (à la médiane) donne la valeur de 115 % selon cette figure, soit une contingence de 15 %.

Après analyse, les gestionnaires doivent se poser la question suivante : Compte tenu notamment du balisage de leurs projets réalisés, du degré d'avancement de l'ingénierie et de la méthode d'estimation, est-ce que le niveau de contingence choisi est suffisant pour couvrir tous les risques ? La réponse est que la valeur attendue (« *expect value* ») pour les gestionnaires est la contingence appropriée qui va couvrir leur exposition aux risques.

À partir des figures présentées dans les pièces aux références (v) et (vi), la Régie a préparé le tableau suivant :

Scénarios triés selon le coût estimé	S08	S16	S07	S15	S17	S09	S11	S12	S06	S01	S03	S10	S02	S04	S14	S13
	Éolien 26,8 MW	GNL-R + Éolien 26,8 MW	Éolien 13,4 MW	GNL-R + Éolien 13,4 MW	GNL-R + Éolien 13,4 MW + Sol 10 MW	Éolien en mer 36 MW	Solaire 10 MW	Solaire 20 MW	GNL-R	Statu quo	Raccord (Percé) + centrale GDP	Éolien en mer 60 MW	Raccord (Percé)	Raccord Nouvelle-Écosse	Biomasse 70 MW + diesel	Biomasse 105 MW
	1 562	1 633	1 718	1 725	1 728	1 776	1 882	1 887	1 904	1 953	1 965	1 966	2 072	2 091	2 169	2 400
Scénarios triés selon le coût médian	S16	S08	S15	S17	S03	S06	S07	S09	S02	S11	S12	S10	S01	S04	S14	S13
	GNL-R + Éolien 26,8 MW	Éolien 26,8 MW	GNL-R + Éolien 13,4 MW	GNL-R + Éolien 13,4 MW + Sol 10 MW	Raccord (Percé) + centrale GDP	GNL-R	Éolien 13,4 MW	Éolien en mer 36 MW	Raccord (Percé)	Solaire 10 MW	Solaire 20 MW	Éolien en mer 60 MW	Statu quo	Raccord Nouvelle-Écosse	Biomasse 70 MW + diesel	Biomasse 105 MW
	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 404	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066
Scénarios triés selon le risque (Max-Min)	S16	S03	S17	S02	S15	S04	S09	S14	S06	S10	S13	S08	S07	S01	S12	S11
	GNL-R + Éolien 26,8 MW	Raccord (Percé) + centrale GDP	GNL-R + Éolien 13,4 MW + Sol 10 MW	Raccord (Percé)	GNL-R + Éolien 13,4 MW	Raccord Nouvelle-Écosse	Éolien en mer 36 MW	Biomasse 70 MW + diesel	GNL-R	Éolien en mer 60 MW	Biomasse 105 MW	Éolien 26,8 MW	Éolien 13,4 MW	Statu quo	Solaire 20 MW	Solaire 10 MW
	1 187	1 288	1 299	1 331	1 342	1 528	1 555	1 580	1 621	1 639	1 749	1 820	2 267	2 415	2 667	2 709

Statu quo
S-3 Scénario de raccordement par Percé et maintien de la centrale en appoint
S-6 Scénario de conversion de la centrale au GNL-R
S-16 Scénario de conversion de la centrale au GNL-R combiné à l'implantation de 2 éolienne au site de Dune du Nord

3.7 Le RNCREQ avance que l'analyse Monte-Carlo du Distributeur contredit l'analyse déterministe que ce dernier a effectuée et note que les coûts médians sont significativement plus élevés que les estimations de l'étude économique. Il affirme que les « *fourchettes asymétriques, combinées avec le choix arbitraire d'y appliquer une distribution triangulaire, font en sorte que l'étude Monte Carlo contredit l'étude économique, plutôt que de l'approfondir* » (référence (iv)). Veuillez commenter.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.6.

3.8 Veuillez préciser si l'ordonnancement économique des scénarios devrait se faire en fonction du coût estimé ou du coût médian. Veuillez expliquer.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 3.3, l'ordonnancement économique des scénarios devrait se faire en fonction du coût médian puisque

les estimations de coûts des scénarios ne présentaient pas toutes des niveaux de précision équivalents.

Voir également les réponses aux questions 3.3 et 3.6.

TAUX DE PERTES

4. Références : (i) Pièce B-0248, p. 34;
(ii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0053, p. 11;
(iii) Pièce C-ROEÉ-0079, p. 16 et 17.

Préambule :

(i) « *Le coût des achats d'électricité est basé sur le coût évité de l'énergie du réseau intégré à compter de 2027, tel que présenté dans l'État avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, soit 8,4 ¢/kWh ($ 2020) indexé à l'inflation. Les quantités sont quant à elles basées sur la prévision de la demande, moins les productions estimées de la centrale de Cap-aux-Meules et du parc éolien de la Dune-du-Nord, en considérant un taux de pertes marginales associé au raccordement sous-marin estimé à 4 %.* » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) « *Selon l'AQCIE et le CIFQ, le taux de pertes à considérer pour l'approvisionnement des IDLM devrait inclure les pertes du réseau intégré pour se rendre jusqu'à Percé et ajouter les pertes associées au câble. Le taux de pertes pour acheminer l'électricité jusqu'aux IDLM devrait donc être supérieur à 5,11%. Les informations fournies ne permettent pas de s'assurer que la totalité des pertes a été prise en compte. En prenant en considération un taux de pertes plus élevé, le coût total du scénario S3 serait augmenté.* »

(iii) « […] *le ROEÉ estime que le niveau des pertes techniques strictement liées à l'efficacité de conversion des deux postes convertisseurs, des deux transformateurs (en amont du convertisseur de Percé et en aval de celui des IDLM) de même qu'aux pertes par effet Joule dues au câble lui-même se situent à un niveau d'environ 13%. Ce taux de pertes de transit n'inclut ni les pertes de transit d'hydroélectricité (le cas échéant) en amont de Percé, ni celles induites par le transit à travers le réseau actuel de Cap-aux-Meules du point de raccordement du scénario S-3 jusqu'aux clients qu'il alimenterait aux IDLM.*

[…] ***le ROEÉ recommande à la Régie de prendre acte que le niveau des pertes du scénario de raccordement se situe vraisemblablement à un minimum de 19%, ce qui représente plus du double du niveau de pertes d'acheminement qu'Hydro-Québec estime à 9% actuellement pour son scénario S-3.*** [emphase de l'intervenant] ».

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer dans le tableau suivant le taux de pertes des achats d'électricité dans un contexte d'approvisionnement des IDLM selon les scénarios S-2 et S-3 :

	Taux de perte
Sur le réseau principal	
Sur le lien entre Percé et les IDLM (2 convertisseurs & câble à courant continu)	
Sur le réseau des IDLM	
Total	

Réponse :

Concernant la remarque de l'AQCIE-CIFQ à la référence (ii), voulant que le taux de pertes devrait inclure les pertes du réseau intégré pour l'acheminement de l'électricité vers le réseau des IDLM, le Distributeur précise que le coût évité en énergie du réseau intégré intègre déjà les pertes de transport. C'est pourquoi il tient uniquement compte du taux de pertes marginal du raccordement (4 % pour les scénarios S-2 et S-3), et des pertes du réseau des IDLM (9 % après la mise en service du raccordement), pour le calcul des approvisionnements en électricité provenant du réseau intégré des scénarios S-2 et S-3, afin d'éviter un double comptage.

Concernant le ROEÉ, l'intervenant fait référence au niveau de pertes de 10,85 % qui apparaissait à la prévision de la demande en 2020. Ce taux représentait une estimation des pertes du réseau des IDLM avant l'intégration du parc éolien de la Dune-du-Nord. La prévision de 2021 a intégré une mise à jour de l'estimation du taux de pertes à 10,3 % de 2021 à 2027, afin de tenir compte de la diminution de la charge auxiliaire à la centrale de Cap-aux-Meules, liée à l'intégration du parc éolien de la Dune-du-Nord. À partir de 2028, le taux de pertes du réseau local est estimé à 9 % pour prendre en compte la diminution substantielle de la charge auxiliaire à la centrale de Cap-aux-Meules après la mise en service du raccordement des câbles sous-marins, en partie atténuée par la charge de chauffage des bâtiments.

Les pertes marginales du lien câblé dépendent de la conception des postes convertisseurs, du calibre des câbles sous-marins, et varient de façon importante en fonction de la puissance transitée. Le tableau R-4.1-A présente le profil des pertes marginales estimées en fonction du concept préliminaire actuel.

TABLEAU R-4.1-A :
PERTES MARGINALES ESTIMÉES DU LIEN CÂBLÉ SELON LA PUISSANCE TRANSITÉE

Puissance transitée au réseau des IDLM (MW)	Pertes en puissance (MW)	(%)
10	0,3	2,6
20	0,7	3,3
30	1,2	3,9
40	1,9	4,6
50	2,8	5,3
60	3,8	6,0
70	5,0	6,7
80	6,4	7,4

Si l'on tient compte des heures d'indisponibilité du lien câblé, des heures d'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en GDP pour le scénario S-3, et de la production du parc éolien de la Dune-du-Nord, la puissance moyenne transitée est estimée entre 19 MW et 24 MW pour la période d'analyse. L'estimation paramétrique de 4 % est donc réaliste.

Le Distributeur estime donc qu'il n'est pas requis de mettre à jour les taux de pertes dans l'analyse économique des scénarios S-2 et S-3 ni de l'analyse selon la méthode Monte-Carlo.

Le ROEÉ estime plutôt ces pertes marginales à 13 %. Afin d'arriver à un tel résultat, des hypothèses différentes ont pu être utilisées, comme un calibre de conducteur inférieur, une technologie différente pour les postes-convertisseurs et une charge supposée constante à la capacité nominale du lien, ce qui aurait pour effet de biaiser le calcul des pertes.

Contrairement à la prétention de l'intervenant, le Distributeur n'a donc pas sous-estimé les pertes pour le scénario S-3 et les hypothèses ne viennent donc pas « fausser l'appréciation des mérites des scénarios alternatifs ». Au contraire, en considérant le même niveau de pertes locales pour l'ensemble des scénarios (sauf pour le *statu quo*) aux fins de l'analyse paramétrique, les pertes sont sous-estimées pour plusieurs scénarios alternatifs. En effet, les scénarios alternatifs prévoient une utilisation accrue de la centrale de Cap-aux-Meules (sauf pour les scénarios de centrale à la biomasse), et les systèmes de stockage représentent un ajout de charge auxiliaire (principalement chauffage et ventilation), en plus des pertes associées aux cycles de charge et de décharge. Le taux de pertes considéré de 9 % est donc optimiste pour les scénarios alternatifs, mais le Distributeur estime que cette approximation se situe dans la marge d'erreur de l'analyse et n'est pas susceptible d'affecter le classement des scénarios.

En conclusion, le Distributeur présente au tableau R-4.1-B le taux de pertes des achats d'électricité dans un contexte d'approvisionnement du réseau des IDLM selon les scénarios S-2 et S-3 selon le format demandé.

TABLEAU R-4.1-B :
TAUX DE PERTES DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ DANS LES SCÉNARIOS S-2 ET S-3

	Taux de perte
Sur le réseau intégré	s.o.(1)
Sur le lien entre Percé et les IDLM (2 convertisseurs + câble à courant continu)	4,0%
Sur le réseau des IDLM	9,0%
Total	13,4%

Note 1 : Le coût évité en énergie du réseau intégré intègre déjà les pertes de transport.

4.2 À la lumière de la réponse à la question précédente, veuillez commenter l'opportunité de mettre à jour les coûts estimés (analyses économiques déterministes) des scénarios S-2 et S-3 pour tenir compte du taux de pertes total.

Réponse :

Considérant que les taux de pertes total sont bien évalués, il n'est pas opportun de mettre à jour les coûts estimés des analyses économiques ni de refaire les analyses Monte-Carlo.

Voir la réponse à la question 4.1.

GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ RENOUVELABLE

5. Références :
(i) Pièce B-0204, p. 30 et 31;
(ii) Pièce B-0204, Annexe A, p. 10 et 11;
(iii) Pièce B-0204, Annexe A, p. 13;
(iv) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0053, p. 25;
(v) Pièce C-AQPER-0068, p. 15;
(vi) Pièce C-CMIDLM-0006, p. 18;
(vii) Pièce C-FCEI-0067, p. 4 et 5.

Préambules :

(i) « *Pour la plupart des risques identifiés à ce stade de l'avant-projet, les mesures d'atténuation visées permettent de réduire le risque résiduel, particulièrement en ce qui a trait au scénario de raccordement par câbles sous-marins. De l'avis du Distributeur, un seul risque résiduel demeure élevé, soit la perception durable de certains groupes environnementaux et certains membres de la communauté des IDLM que l'utilisation du gaz naturel renouvelable par l'entreprise servirait à des fins d'écoblanchiment (risque nº 6), quelles que soient les mesures d'atténuation mises en place par Hydro-Québec.*

Dans le contexte d'une économie à faible empreinte carbone souhaitée par le gouvernement et d'une disponibilité limitée du gaz naturel renouvelable au Québec, le risque qu'une proportion non négligeable de ce combustible carboneutre soit accaparée pour la conversion énergétique du réseau des IDLM (risque nº 5) demeure. Dans le cadre du PEV 2030, le gouvernement préconise en effet une approche pragmatique, fondée sur le déploiement complémentaire de ces autres énergies renouvelables, lorsque l'électrification ne sera pas possible. Comme la disponibilité du GNR dépendra du développement de l'offre additionnelle et des industries québécoises qui opteront pour ce combustible, il s'avère impossible de confirmer que les quantités projetées pour l'alimentation du réseau des IDLM ne sont pas sujettes à générer une insuffisance de l'offre pour l'industrie au Québec, de là le niveau de risque résiduel modéré.

TABLEAU 5 :
RISQUES LIÉS À L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

Risque		Mesures d'atténuation	Risque résiduel
Raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie, avec centrale en moyen de GDP			
1	Inquiétude quant à la perte d'emplois et aux retombées économiques dans le milieu	Engagement de maintenir les emplois (82) ; formation d'un comité conjoint avec les acteurs du milieu favorisant les retombées économiques locales et le maintien des emplois	Faible
2	Dérangement local et de courte durée des baleines à statut particulier et de la tortue luth durant la phase d'installation des câbles sous-marins	Surveillance en continu des baleines à statut particulier et de la tortue luth à partir des bateaux pendant l'installation des câbles sous-marins	Faible
3	Pêche et faune benthique : dérangement local et de courte durée durant l'installation des câbles sous-marins	Aménagement d'habitats pour les espèces commerciales en collaboration avec les pêcheurs	Faible
4	Impact de l'érosion sur les câbles sous-marins	Forage dirigé pour la transition terre-mer	Faible
Conversion de la centrale au GNL-R			
5	Consommation par l'entreprise d'une proportion non négligeable du GNL-R disponible au Québec, dans le contexte des besoins des industries pour la transition énergétique	Ajout de sources d'énergie renouvelable permettant la réduction partielle de l'utilisation du GNL-R	Modéré
6	Perception d'écoblanchiment (population, groupes environnementaux locaux et nationaux), en lien avec un scénario d'approvisionnement contractuel en GNL-R, alors que les approvisionnements physiques seraient essentiellement du GNL- conventionnel, dans un scénario d'approvisionnement via le réseau gazier	Un mécanisme certifié et transparent de traçabilité serait à mettre en place par le fournisseur (comme des CER pour l'électricité)	Élevé
7	Perception négative de la population quant à la poursuite d'émissions de contaminants atmosphériques et de bruit à proximité de la centrale	Mise en place de mesures afin de se conformer aux normes d'émissions atmosphériques et respecter les limites de bruit permises	Modéré
Conversion de la centrale au GNL-R et ajout d'éoliennes[1]			
8	Impacts sur les milieux humides, les espèces floristiques et fauniques à statut particulier	Éviter le plus possible les zones sensibles et les habitats des espèces fauniques à statut. Au besoin, transplantation des espèces floristiques à statut et compenser les impacts sur les milieux humides	Modéré
9	Impact visuel	Installation des éoliennes loin des zones habitées et dans la zone industrielle identifiée par le milieu et limiter leur nombre	Modéré

Note 1 : Les risques 5 à 7 et les mesures d'atténuation afférentes s'appliquent aussi à ce scénario.

»

[nous soulignons et nous surlignons] [note de bas de page omise]

(ii) « *Bien que ne représentant qu'une petite fraction du gaz naturel dans le réseau d'Énergir, le gaz naturel renouvelable (GNR) existe bel et bien en capacité commerciale disponible en 2021 au Québec. Le GNR représente donc à court terme une réelle possibilité d'intégration/substitution de carburant carboneutre aux IDLM qui a fait l'objet d'une analyse distincte détaillée, en dehors du présent mandat. Intuitivement à moyen terme, la combinaison d'une certaine capacité de production locale de biogaz à partir des matières résiduelles des IDLM (économie circulaire) et de l'importation de GNR québécois apparaît comme un scénario prometteur* ».

(iii) « *L'analyse réalisée pour la direction Réseaux autonomes permet de conclure que seul le GNR présente un potentiel de substitution réaliste pour une conversion par un combustible carboneutre avant 2030.* »

(iv) « *Considérant qu'un mécanisme certifié serait mis en place et que le scénario de conversion au GNL-R est basé sur une proposition d'Énergir, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que le risque ne devrait pas être qualifié de « Élevé ».* »

(v) « *Concernant le GNL-R, compte tenu des cibles gouvernementales, l'AQPER estime après consultation de ses membres, qu'il y aura suffisamment de GNR en 2025 pour répondre à 100% des besoins des IDLM en GNR.* » [note de bas de page omise]

(vi) « *La Communauté maritime n'est pas conceptuellement favorable ou défavorable envers l'utilisation de combustible carboneutre, comme le GNR en conjonction avec une source d'énergie renouvelable telle l'éolien et le solaire, dans le contexte où le Distributeur considère ces sources comme fiables et diminuant significativement les gaz à effet de serre.*

Cependant, comme pour le scénario de raccordement, elle maintient en revanche que l'acceptabilité sociale dépend d'une évaluation de l'ensemble des avantages et désavantages, dont ceux socio-économique de scénarios concrets, et non de filières.

La Communauté maritime note que le Distributeur semble apporter une grande importance à l'acceptabilité sociale de la filière du GNR et ses impacts nationaux dans ce dossier. Comme indiqué aux risques d'acceptabilité 5 et 6 du tableau 5 de sa preuve et en réponse aux DDR de la Communauté maritime, l'utilisation de moins de 6 % de GNR raisonnablement disponible en 2030 et la perception d'écoblanchiment notamment de groupes nationaux, sont respectivement qualifié de risques résiduels modéré et élevé.

La Communauté maritime souligne que, parallèlement, le Distributeur lors de la phase 3 du présent dossier a présenté des critères pour un appel de proposition de 480 MW, dans lequel les combustibles carboneutres, tels que le GNR, sont explicitement permis et où un pointage de 1/100 est attribué sur la provenance du combustible avec suivi des attributs.

Le Distributeur a également récemment présenté à la Régie le dossier R-4169-2021 concernant une entente avec Énergir sur le chauffage biénergie électricité et gaz naturel non renouvelable, sans échéancier ou coût précis pour une conversion au GNR.

L'écoblanchiment semble donc être un enjeu moins central dans ces deux autres dossiers. La Communauté maritime n'arrive pas réconcilier ses deux visions semblant contradictoires du Distributeur par rapport à une même filière et invite respectueusement la Régie à prendre en considérant cet état de fait. » [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

(vii) « *Les charges d'exploitation actualisées des scénarios incluant du GNL (S-6, S-15, S-16 et -17) sont environ 200 M$ plus élevées que celles du statu quo. La FCEI comprend que cet écart s'explique principalement par des charges d'exploitation de [redacted] par année pour le transport, le stockage et la vaporisation du GNL. Pour évaluer le caractère a priori raisonnable de ces charges, la FCEI les compare avec les coûts réels du fonctionnement de*

l'usine LSR d'Énergir ainsi qu'avec d'autres données mises de l'avant par Énergir antérieurement.

[…] *on peut évaluer (sans inclure aucune économie d'échelle) que le coût d'exploitation de stations similaires à celles qu'Énergir a envisagé d'installer sur le réseau de l'Estrie serait de 1,2 M$2015 par an à exploiter pour un investissement de 30 M$2015. Les montants sont du même ordre lorsque les coûts prévus pour le réseau du Saguenay sont utilisés.*

L'écart important entre les charges d'exploitation anticipées pour les solutions S-6, S-15, S-16, S-17 et celles des projets antérieurs d'Énergir représente, en valeur actualisée [redacted] *dans le contexte des options S-6, S-15, S-16 et S-17.* ***Considérant l'ampleur de ces écarts, la FCEI estime que des validations additionnelles à ce niveau sont essentielles.*** » [emphase de l'intervenante] [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

Demandes :

5.1 Veuillez donner votre avis quant à la disponibilité du GNL-R à moyen et long terme afin d'alimenter la centrale de Cap-aux-Meules de façon à satisfaire les scénarios S-15, S-16 et S-17. Veuillez justifier votre avis.

Réponse :

Comme mentionné en réponse à la question 6.6.2 de la demande de renseignements nº 1 de la Communauté maritime à la pièce HQD-12, document 5 (B-0258), le PÉV 2030 prévoit un minimum de 5 % de gaz naturel renouvelable (GNR) dans le réseau de distribution en 2025, et un minimum de 10 % en 2030. Selon ces objectifs et la projection d'Énergir du volume de base projeté en 2025-2026, le Distributeur a estimé les quantités de GNR qui seraient disponibles au Québec en 2025 et en 2030. Sur la base de cette estimation, la consommation de la centrale de Cap-aux-Meules correspondrait à 4,6 % de la ressource disponible en 2030 pour le scénario S-15, et à 4,2 % pour le scénario S-17. Quant au scénario S-16, le ratio serait de 4,6 % en 2030, et chuterait à 3,4 % en 2031 après la mise en service de 13,4 MW d'énergie éolienne additionnelle.

La proposition d'Énergir suppose une suffisance de l'offre de GNL-R pour répondre aux besoins des scénarios S-15 à S-17, de même qu'au scénario S-6. Toutefois, tel que mentionné à la page 31 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), comme la disponibilité du GNL-R dépendra du développement de l'offre additionnelle et des industries québécoises qui opteront pour ce combustible, il s'avère impossible de confirmer que les quantités projetées pour l'alimentation du réseau des IDLM ne sont pas sujettes à générer une insuffisance de l'offre pour l'industrie au Québec. Cette insuffisance de l'offre

par rapport à la demande pourrait exercer des pressions à la hausse sur les prix de la molécule. C'est pourquoi le Distributeur a qualifié le risque résiduel associé à la consommation par l'entreprise d'une proportion non négligeable du GNL-R disponible au Québec à modéré.

5.2 À la lumière des informations présentées par la FCEI (référence (vii)), veuillez confirmer ou infirmer que les charges d'exploitation anticipées pour les solutions S-6, S-15, S-16, S-17 sont surévaluées, principalement à cause des charges annuelles d'exploitation pour le transport, le stockage et la vaporisation du GNL-R. Veuillez expliquer.

Réponse :

Les charges d'exploitation estimées pour les scénarios S-6, S-15, S-16 et S-17 ne sont pas surévaluées comme le prétend l'intervenante.

D'abord, le Distributeur rappelle que les scénarios de conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL et au GNL-R sont basés sur une proposition d'Énergir[17], qui avait en main tous les paramètres requis pour évaluer les coûts d'investissements et d'exploitation.

Le Distributeur souligne par ailleurs qu'une portion importante des coûts est associée à l'investissement initial et à l'exploitation (incluant la maintenance) des iso-conteneurs cryogénique, des réservoirs de stockage à la centrale et au système de vaporisation, en plus d'inclure les frais de transport d'une quantité importante d'iso-conteneurs sur une base hebdomadaire. Le Distributeur est d'avis que la simple comparaison des coûts d'exploitation avec ceux de l'usine LSR, ou avec ceux des stations de vaporisation en Estrie et au Saguenay envisagées en 2015, n'est donc pas appropriée pour juger de la justesse de l'évaluation des coûts.

Par ailleurs, concernant le solaire centralisé, le facteur d'utilisation (FU) attendu dans le réseau des IDLM étant près de trois fois moindre que le FU des éoliennes, et plus de quatre fois moins pour le solaire distribué, les économies de combustible liées à la filière solaire sont plutôt limitées.

5.2.1 Dans l'affirmative, veuillez indiquer le nouveau coût estimé des scénarios impliquant la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R.

Réponse :

Sans objet.

5.3 Veuillez commenter la position exprimée par la CMIDLM relative à la perception d'écoblanchiment et voulant que l'approche du Distributeur à l'égard du GNL-R dans le

[17] **Pièce HQD-12, document 4 (B-0256), réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements nº 4 de l'AQPER.**

présent dossier semble contradictoire avec sa position à cet égard dans le cadre, notamment, de la phase 3 du présent dossier (référence (vi)).

Réponse :

Le Distributeur, à l'instar de l'intervenante, ne se dit pas conceptuellement en défaveur de l'utilisation de combustibles carboneutres pour la production d'électricité, comme le GNL-R, tant dans sa stratégie de conversion du réseau des IDLM, que dans le cadre de son appel d'offres de 480 MW d'énergie renouvelable en cours (A/O 2021-01). En effet, par soucis de cohérence, et afin de refléter ses préoccupations à l'égard de la traçabilité des approvisionnements en combustibles gazeux de source renouvelable et de leur acceptabilité sociale, le Distributeur a prévu, dans sa grille de sélection pour l'appel d'offres de 480 MW, retirer des points aux soumissionnaires n'ayant pas de mécanisme de traçabilité des attributs environnementaux des combustibles carboneutres utilisés.

En ce qui concerne l'entente entre Hydro-Québec et Énergir sur le chauffage biénergie électricité et gaz naturel non renouvelable (dossier R-4169-2021), le Distributeur précise que cette entente fait suite au PÉV 2030 et au décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales nº 874-2021 émis par le gouvernement du Québec. Cette entente vise à réduire de 50 % les émissions de GES issues du chauffage des bâtiments d'ici 2030. Pour se faire, elle mise notamment sur une électrification efficace de cet usage par la complémentarité des réseaux électrique et gazier afin d'encourager la conversion des systèmes de chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels de la clientèle d'Énergir vers la biénergie électricité – gaz naturel. Par ailleurs, le gouvernement préconise, dans le PÉV 2030, une série d'autres mesures pour décarboner l'économie du Québec, notamment le recours plus important aux énergies renouvelables et une utilisation accrue du gaz naturel renouvelable.

Il n'y a donc aucune contradiction ou incohérence sur l'approche du Distributeur quant à la filière GNR. Le Distributeur est d'avis, qu'afin de permettre une transition énergétique cohérente à la grandeur du Québec, il faut favoriser la bonne énergie au bon endroit, et la Solution privilégiée favorise cette cohérence.

DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE

6. Références :
(i) Pièce C-ROEÉ-0079, p. 18;
(ii) Pièce B-0204, p. 12 à 18;
(iii) Pièce B-0204, p. 33;
(iv) Pièce B-0248, p. 8;
(v) Pièce C-AQPER-0068, p. 19;
(vi) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 22 à 23.

Préambule :

(i) « *Le ROEÉ observe que plus de 20% d'électricité verte disponible localement par le parc éolien de la Dune-du-Nord dans le régime des vents des IDLM est actuellement rejetée par HQ, soit 8 410 des 40 260 disponibles annuellement selon les calculs d'HQ.* »

(ii) L'ajout d'un ou deux compensateurs synchrones permet d'opérer à un seul moteur et même l'arrêt complet de la centrale pour certains scénarios combinant la filière éolienne avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux -Meules.

(iii) « *À la lumière des résultats de la consultation publique et de l'analyse des scénarios alternatifs d'approvisionnement du réseau des IDLM, le Distributeur estime que le raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe (scénario S-3) est le scénario qui satisfait le mieux aux quatre orientations qui le guident dans le choix de la solution pour la conversion du réseau des IDLM. Ce scénario demeure la solution privilégiée par le Distributeur.* […]

Le Distributeur analysera également la possibilité d'expansion du parc éolien de la Dune-du-Nord. Avant d'aller de l'avant avec un tel projet, le Distributeur devra démontrer que celui-ci serait compatible avec la solution retenue pour la conversion énergétique du réseau des IDLM. » [nous soulignons]

(iv) « *Pour les scénarios comportant des éoliennes terrestres (scénarios S-7, S-8, 4 S-15, S-16 et S-17), le Distributeur a d'abord évalué la puissance maximale qui pourrait être installée sur le site de la Dune-du-Nord. Considérant la sensibilité environnementale du milieu et l'espace limité, le Distributeur a considéré qu'un maximum de quatre éoliennes pourraient potentiellement y être installées. Afin de maximiser la puissance, un modèle d'éolienne terrestre de 6,7 MW, parmi les plus puissantes sur le marché, a été retenu aux fins de l'analyse.* » [nous soulignons]

(v) « *L'AQPER est d'avis que les options de mix énergétique offrent une grande flexibilité en raison de l'utilisation de plusieurs technologies. En effet, comme mentionné précédemment, nous sommes en faveur d'une stratégie de mix énergétique qui permet un déploiement séquentiel en ligne avec l'ajout récent des deux éoliennes dans le secteur de la Dune-du-Nord. Par ailleurs, nos membres nous informent que ce parc a été conçu pour recevoir jusqu'à quatre autres éoliennes, et ce, avec l'appui du milieu.* » [nous soulignons]

(vi) « *Cela dit, malgré les effets de l'actualisation, la substitution des coûts prévus par le NREL pour les coûts « investissements – croissance » dans les scénarios éoliens du Distributeur aura un effet important sur les coûts globaux du scénario.*

Pour quantifier cet effet, nous avons procédé comme suit :

- *Les prévisions de coût de NREL ont été converties en dollars canadiens à un taux fixe d'US$0.80/CA$1.00;*
- *Un montant a été rajouté à ces coûts annuels pour tenir compte des coûts additionnels dus à l'inaccessibilité des IDLM. Ce montant est basé sur l'écart entre l'estimation du Distributeur et celle du NREL pour l'année 2020. Des cas des ajouts de 0%, 50% et 100% de cet écart ont été étudiés;*
- *Cela donne lieu à une série des coûts annuels ajustés (2021 à 2067) pour les investissements en éoliennes (croissance seulement), exprimée comme un pourcentage du coût annuel indiqué par le Distributeur au B-0267;*
- *Les coûts « investissements – croissance » pour chaque année du scénario sous étude (selon l'onglet "Économique" de B-0267) sont réduits par ce pourcentage, reflétant la prévision ajustée;*
- *La valeur actualisée de ces coûts ajustés est comparée à la valeur actualisée totale (incluant charges, investissements et revenus) pour le scénario, selon le Distributeur.*

Les résultats de cet exercice sont exposés aux Tableau 3 et Tableau 4 ci-après :

Tableau 3. Impacts de l'utilisation des prévisions NREL — Scénario 8 (éoliennes terrestres)

Coûts annuels rajoutés (% de l'écart IDLM vs NREL pour 2020)	coûts act. (HQD)	coûts act. (ajustés)	écart	écart (%)
0%	[redacted]	[redacted]	107,184	6.9%
50%	[redacted]	[redacted]	72,525	4.6%
100%	[redacted]	[redacted]	37,865	2.4%

<u>Ce tableau démontre que, pour le S-8 (éoliens terrestres, 26,8 MW en deux phases), l'utilisation des coûts prévus par le NREL mène à une diminution des coûts actualisés par 6,9 %, soit une réduction de 1,56 à 1,45 milliard de $. Le fait d'augmenter ces coûts chaque année par 50 % de l'écart entre le coût selon HQD et celui selon NREL pour 2020 réduit cet écart à 4,6 %. Les augmenter par 100 % le réduit à 2,4 %.</u>
Évidemment, une étude plus poussée serait requise pour déterminer laquelle de ces prévisions de coûts est la plus fiable. Une étude Monte Carlo pourrait aussi être utile à cet égard. Toutefois, l'étude Monte Carlo faite par le Distributeur — avec une fourchette allant de -17% à +97% (par rapport aux valeurs établies par le Distributeur) — n'est pas très éclairante à cet égard. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

Demandes :

6.1 Veuillez confirmer ou infirmer l'observation du ROEÉ voulant que « *plus de 20% d'électricité verte disponible localement par le parc éolien de la Dune-du-Nord dans le régime des vents des IDLM est actuellement rejetée par HQ* » (référence(i)).

6.1.1 Dans l'affirmative :

a) Veuillez expliquer cette perte de production ;

b) Veuillez indiquer si l'ajout de compensateurs synchrones tel que décrit à la référence (ii), pourrait contribuer à réduire cette perte de production.

Réponse :

L'intervenant réfère à l'écart entre l'estimation des 40 260 MWh disponibles annuellement et l'estimation des 31 850 MWh intégrés. Le Distributeur précise d'abord que cette estimation est basée sur le concept actuel d'intégration sans système de stockage, et n'a aucun lien avec l'écart entre la puissance contractuelle de 6,4 MW et la puissance installée de 8 MW, comme le suggère l'intervenant.

Les rejets d'énergie éolienne sont liés à la contrainte du régime minimum actuel de la centrale de Cap-aux-Meules, qui est basée sur le fonctionnement de deux groupes diesel à une puissance minimale en continu de 6 MW chacun. D'abord, un minimum de deux groupes en opération est actuellement requis pour la coordination des protections du réseau en cas de défaut, en plus d'assurer la réserve tournante pour compenser les fluctuations rapides de la production éolienne dans certaines conditions. Quant au régime minimum des groupes, le Distributeur précise que le seuil de 6 MW, appliqué en pratique, est déjà en-dessous de la puissance minimale en continu d'origine recommandée par le manufacturier (7 MW).

Depuis la mise en service du parc éolien de la Dune-du-Nord en décembre 2020, une optimisation de la gestion du régime minimum des groupes a déjà été apportée, en permettant une opération à 5 MW pour des périodes limitées. Un fonctionnement en-dessous de 5 MW serait théoriquement possible, sous certaines conditions, sans endommager les moteurs. Toutefois, comme l'efficacité de la combustion décroit rapidement en-dessous de ce seuil, des éléments « imbrûlés » du combustible se retrouvant dans la fumée rejetée aurait potentiellement un effet nuisible sur la qualité de l'air autour de la centrale. Dans ce cas, Hydro-Québec serait sujette à des infractions liées à l'opacité de la fumée. Ainsi, grâce aux optimisations apportées à ce jour, le taux réel d'intégration de l'énergie éolienne disponible a été de 92 % en 2021, et le Distributeur demeure à l'affût pour apporter d'autres optimisations.

Il est important de préciser qu'il serait toujours possible d'augmenter ce taux d'intégration par divers moyens, tels que l'ajout de système(s) de stockage, de

compensateur(s) synchrone(s), ou autres, mais de tels moyens ne sont pas à coût nul. Le Distributeur est en accord avec l'affirmation de l'intervenant voulant qu'« Il n'y a pas de limite technique à la pénétration éolienne dans un réseau électrique ; la pénétration optimale des sources d'électricité renouvelable dans un réseau électrique est déterminée par des considérations économiques. »[18] C'est d'ailleurs dans l'esprit d'une recherche de compromis entre les coûts et les bénéfices attendus en termes d'économie de combustibles, de réduction des émissions de GES et de coût de maintenance, que les scénarios ont été dimensionnés pour les fins de l'analyse paramétrique comparative. C'est ainsi que des systèmes de stockage ont été inclus pour tous les scénarios d'ajout d'énergie renouvelable, notamment afin d'augmenter le taux d'intégration. Certains scénarios prévoient en plus l'ajout d'un ou deux compensateurs synchrones pour permettre l'opération à un seul groupe moteur, ou encore l'arrêt complet de la centrale de Cap-aux-Meules dans certaines situations. Toutefois, un tel niveau d'investissements ne pourrait pas être justifié par les économies potentielles supplémentaires, en termes de combustible, d'émissions de GES et de coût de maintenance, associées à l'augmentation du taux d'intégration du parc éolien de la Dune-du-Nord.

Par ailleurs, le ROEÉ voudrait que le Distributeur modifie le PUEÉ afin de promouvoir l'installation de systèmes de chauffage électrique avec accumulateur de chaleur qui permettraient d'emmagasiner de l'énergie éolienne présentement inutilisée pour la restituer au besoin plutôt que de faire appel à la centrale thermique.

La mesure du stockage thermique fait actuellement l'objet d'un projet-pilote dans le réseau intégré. Elle n'a pas été évaluée dans le contexte des IDLM où le climat plus tempéré est possiblement moins propice aux réductions de puissance limitant ainsi la marge de manœuvre du Distributeur pour des aides financières et, conséquemment, la rentabilité pour le client. Comme mentionné en réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements nº 1 du ROEÉ à la pièce HQD-12, document 9 (B-0263), le stockage thermique chez la clientèle n'a pas été considéré dans l'analyse réalisée dans le cadre de la présente phase, mais pourrait faire l'objet d'une analyse ultérieure. Il importe par ailleurs de préciser que l'utilisation de l'énergie éolienne excédentaire sous forme de stockage thermique impliquerait la mise en place d'une architecture permettant de contrôler en temps réel les systèmes installés chez les clients. Le déploiement d'une telle architecture représenterait des enjeux techniques et des coûts d'investissements et d'opération significatifs, et la rentabilité d'une telle approche serait à démontrer.

[18] **Pièce C-ROEÉ-0079, page 20.**

6.1.2 Dans la négative, veuillez commenter.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.1.

6.2 Veuillez confirmer ou infirmer que l'expansion du parc éolien de la Dune-du-Nord est compatible avec le scénario S-3 proposé par le Distributeur (référence (ii)). Veuillez expliquer.

Réponse :

L'expansion du parc éolien de la Dune-du-Nord est compatible avec le scénario S-3, dans la mesure où le concept retenu permettra de respecter les quatre orientations approuvées par la Régie. Dans le cas d'une mise en service des éoliennes à plus court terme que celle du raccordement par câbles sous-marins, l'expansion du parc éolien permettrait d'augmenter les économies de combustibles et de réduire les émissions de GES jusqu'à la mise en service du lien câblé et, dans une moindre mesure par la suite, lors des indisponibilités du lien câblé. Le projet aurait également comme impact de réduire le volume des achats d'électricité provenant du réseau intégré pour combler les besoins du réseau des IDLM. Le respect du critère économique devra par ailleurs être démontré, en considérant la Solution privilégiée par le Distributeur des câbles sous-marins.

6.3 Veuillez confirmer ou infirmer qu'un maximum de quatre éoliennes pourraient être intégrées au site existant de la Dune-du-Nord (références (iv) et (v)). Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

Tel que précisé en réponse à la question 2.2 de la pièce HQD-12, document 1 (B-0248), « considérant la sensibilité environnementale du milieu et l'espace limité, le Distributeur a considéré qu'un maximum de quatre éoliennes pourraient potentiellement y être installées ». Ce maximum utilisé dans le cadre de l'analyse ne correspond pas à la limite physique absolue du site, mais plutôt à une limitation que le Distributeur estime raisonnable afin de minimiser les impacts sur le milieu, dans le but de favoriser l'acceptabilité sociale et environnementale.

Il importe de rappeler que le site de la Dune-du-Nord est un habitat d'espèce floristique protégé, qui vise la protection du corème de Conrad qui, au Québec, n'est présent qu'aux Îles-de-la-Madeleine. L'article 17 de la *Loi sur les espèces menacées ou vulnérables* mentionne que toute activité susceptible de modifier les caractéristiques biophysiques propres à ces habitats est interdite. Le parc éolien existant a fait l'objet d'une consultation menée par le BAPE et a dû

obtenir une autorisation spéciale pour pouvoir s'installer dans l'habitat protégé. Ainsi, le projet initial de parc éolien a fait l'objet de mesures de réduction, d'atténuation et de compensation des impacts sur le corème de Conrad, ainsi que sur la Hudsonie tomenteuse, qui faisait partie de la liste des espèces susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérables au Québec au moment de l'approbation du projet[19]. Le projet d'expansion du parc éolien devra faire l'objet d'un processus similaire et obtenir la même autorisation spéciale.

6.4 Veuillez commenter les études présentées par le RNCREQ et leurs impacts sur les scénarios tels que calculés par le RNCREQ (référence (vi)).

Réponse :

D'entrée de jeu, le Distributeur souligne qu'il est bien informé des prévisions de réduction des prix de revient (LCOE) fournies par le NREL.

La figure 7 du RNCREQ, « Graphique 7. Coûts réels d'énergie éolienne, comparée aux prévisions de 2015 »[20], avec des données en dollars constants 2014, montre la réduction des prix de revient unitaires. Du point de vue relatif, c'est exact, mais il serait toutefois surprenant de payer en 2050, en dollars courants, le prix de 2014.

Dans le cas d'éoliennes de 6 MW d'un parc de 400 MW dont le coût peut varier entre 12 M$ et 15 M$ l'unité, il est difficile de penser qu'un tel coût puisse être réduit de 50 % dans le futur, puisque l'inflation moyenne du prix des éoliennes a été de 3 % depuis les 15 dernières années et qu'une bonne partie de ces coûts repose sur les coûts de main-d'œuvre.

<u>Prévisions des prix de revient du NREL</u>

Toutes les réductions des prix de revient du NREL sont basées sur des hypothèses d'avancées technologiques potentielles qui sont déjà présentes dans les propositions d'affaires des promoteurs. En effet, la majorité des parcs éoliens déjà construits au Québec est constituée de turbines de 3 MW ou moins, alors qu'actuellement les propositions incluent des turbines de plus de 4 MW qui intègrent partiellement ces avancées technologiques.

La figure R-6.4 présente les hypothèses de réduction des prix de revient (LCOE) des éoliennes du NREL.

---

[19] **La Hudsonie tomenteuse a par la suite été retirée de cette liste, en février 2020, par le Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.**

[20] **Pièce C-RNCREQ-0103, page 19.**

FIGURE : R-6.4 :
PRÉVISIONS DE RÉDUCTION DES PRIX DE REVIENT (LCOE) DU NREL

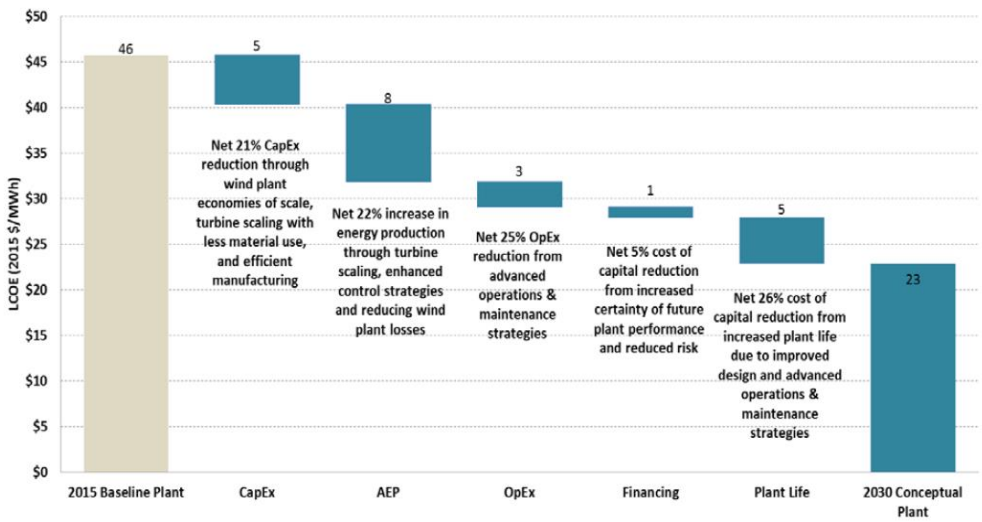


Figure 9. Pathway to 50% LCOE reduction in 2030 by LCOE parameter

Source : ***Enabling the SMART Wind Power Plant of the Future Through Science-Based Innovation (august 2017)*[21].**

Ainsi, la réduction des prix de revient (LCOE) des éoliennes du NREL en 2030 est basée sur les hypothèses suivantes :

- **CapEx : une réduction du prix de revient de l'ordre de 21 % est prévue essentiellement en raison de la dimension des turbines qui passerait de 3 MW à plus de 6 MW, générant ainsi des économies d'échelle des parcs éoliens. Par exemple, pour un parc de 300 MW, les 100 éoliennes de 3 MW pourraient être remplacées par 50 éoliennes de 6 MW ;**
- **« *Annual energy production* » : l'augmentation de la grosseur des turbines, la réduction des pertes dans les systèmes et une meilleure capture du vent permettraient d'augmenter l'énergie produite de 22 % par rapport aux turbines de 3 MW ou moins des parcs éoliens actuels ;**
- **OpEx : le suivi en temps réel de chaque éolienne afin de mieux comprendre leur comportement et ainsi réduire les interventions lors de l'entretien et de l'opération d'un parc permettrait de réduire le prix de revient de 25 % ;**
- **Coûts fixes par le financement : la réduction de l'incertitude liée aux prévisions de la production d'énergie permettrait de réduire le prix de revient de 5 % ;**

[21] https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68123.pdf

- **Coûts fixes par la durée de vie : la durée de vie des éoliennes passant à 30 ans permettrait une réduction du coût de revient de 26 %.**

D'abord, il est important de souligner qu'il est difficile de comparer le prix de revient d'éoliennes d'un parc de grande dimension situé sur le continent à celui d'un parc de petite dimension situé dans un lieu difficilement accessible comme le réseau des IDLM. Ainsi, le Distributeur est d'avis que les hypothèses utilisées par le NREL afin de justifier une baisse du prix de revient des éoliennes dans le temps, en raison d'avancées technologiques, ne sont pas toutes applicables aux scénarios incluant des ajouts d'éoliennes.

Le Distributeur rappelle que les éoliennes terrestres des scénarios S-7, S-8, S-15 et S-17, dont la mise en service débuterait à partir de 2025, sont d'une capacité de 6,7 MW chacune. Par conséquent, la réduction de coûts attribuable à la dimension des turbines entre 2014 et 2025 (soit les réductions prévues pour les CapEx et l'augmentation de la production annuelle) est donc probablement captée, tout au moins en partie. Considérant le problème d'inaccessibilité du site, les contraintes de logistiques et de transport des pièces des éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine, le remplacement des éoliennes de 6,7 MW à la fin de leur durée de vie par des éoliennes de plus grande dimension pourrait s'avérer techniquement complexe à réaliser, ce qui pourrait se traduire par des coûts élevés. Il serait donc optimiste, de l'avis du Distributeur, de tenir compte de réductions significatives du prix de revient des éoliennes, associées à un dimensionnement optimisé.

Concernant les OpEx, les coûts d'opération et d'entretien d'un parc éolien sur le continent sont substantiellement différents de ceux d'un parc éolien situé aux IDLM, notamment pour les coûts de main-d'œuvre et de transport, en raison de l'éloignement du site et du dimensionnement du parc éolien. Le Distributeur estime que la réduction du prix de revient par l'optimisation de l'entretien et des opérations pourrait s'appliquer pour un parc de grande dimension, mais n'aurait pas d'impact significatif dans le cadre du réseau des IDLM.

En ce qui concerne l'impact de l'augmentation de la durée de vie des éoliennes sur les coûts fixes, le Distributeur est d'avis que ce facteur pourrait avoir une incidence sur le prix de revient lors du remplacement des éoliennes. Les analyses économiques ont été réalisées sur la base d'une durée de vie des éoliennes de 20 ans. Une durée de vie garantie de 30 ans par le fabricant aurait un impact favorable sur le prix de revient des éoliennes.

Finalement, le Distributeur considère peu probable que la réduction de l'incertitude liée aux prévisions de la production d'énergie permettrait de réduire le prix de revient de 5 %, compte tenu des risques sur le plan technique inhérents à ce type de projet de petite dimension.

Commentaires sur l'exercice réalisé par le RNCREQ

D'abord, dans son exercice sur les coûts du scénario S-8 et les prévisions du NREL, le Distributeur constate que l'intervenant n'a pas spécifié la source exacte des données utilisées pour l'analyse.

Selon la compréhension du Distributeur, l'intervenant a généré une série de coûts annuels à partir des investissements en croissance du scénario S-8 sur la période 2021 à 2067. Advenant le cas, l'analyse de l'intervenant est biaisée et comprend un certain nombre d'erreurs. D'une part, les flux monétaires des investissements en croissance incluent non seulement les coûts de l'ajout de quatre éoliennes de 6,7 MW, mais également ceux, d'une valeur significative, de l'ajout de deux compensateurs synchrones et d'un système de stockage par batterie de 10 MW/10 MWh[22]. Or, il n'est pas justifié de procéder à un quelconque ajustement sur les coûts des compensateurs synchrones ni sur celui du système de stockage. 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.

Par ailleurs, l'intervenant indique avoir ajouté un montant aux prévisions de coût du NREL pour tenir compte des coûts additionnels dus à l'inaccessibilité des IDLM. L'intervenant ne justifie pas que ces coûts additionnels devraient correspondre à l'écart entre l'estimation du Distributeur (résultat de l'analyse économique) et celle du NREL pour l'année 2020. Comme mentionné précédemment, la différence de coûts unitaires entre un parc éolien situé sur le continent, généralement de grande dimension, et un parc éolien dans le réseau des IDLM est fonction particulièrement de la différence de dimensionnement du parc et de l'éloignement du site. De plus, en prenant l'hypothèse que la méthode d'estimation de l'intervenant soit appropriée, elle sous-évaluerait les coûts liés à l'inaccessibilité puisque les flux monétaires n'incluent pas seulement les coûts des éoliennes.

Comme mentionné à la réponse à la question 8.1.1 de la demande de renseignements nº 5 du RNCREQ à la pièce HQD-12, document 8 (B-0261), le Distributeur a utilisé une hypothèse conservatrice quant au coût de remplacement des éoliennes dans son analyse paramétrique en ne réduisant pas le coût lors du remplacement. L'analyse de sensibilité réalisée, avec une réduction du coût de remplacement à 80 % du coût initial pour le premier remplacement et à 70 % du coût initial lors du deuxième remplacement a démontré que le coût de remplacement des éoliennes a un impact marginal sur

[22] **Pièce HQD-11, document 1 (B-0204), page 15.**

les résultats de l'analyse économique. Le Distributeur est d'avis que le résultat de cette analyse de sensibilité est plus probant que celui de l'analyse du RNCREQ.

GAZ À EFFET DE SERRE

7 **Référence :** (i) Pièce C-RNCREQ-0103, p. 2 et 3.

Préambule :

(i) « *Enfin, l'analyse des réductions de GES des différents scénarios est aussi entachée par une erreur importante. Les émissions GES attribuées à l'électricité du réseau sont d'uniquement 0,005 t/GWh. Cette valeur exclue les émissions des réservoirs d'Hydro-Québec, lesquels produisent la vaste majorité de l'électricité fournie. Pourtant, Hydro-Québec a déjà reconnu en dehors de ce dossier que la meilleure estimation disponible de ces émissions était de l'ordre de 34,5 t/GWh. L'utilisation de ce chiffre plus réaliste fait en sorte que la réduction des émissions du Scénario S-3 serait de 88,6 % plutôt que de 94,5 %, le reléguant au 10e rang parmi les scénarios étudiés.* » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demandes :

7.1 Veuillez confirmer ou infirmer que le Distributeur a exclu les émissions des réservoirs d'Hydro-Québec du calcul des émissions de GES associées aux achats d'électricité du réseau intégré. Veuillez expliquer.

Réponse :

Contrairement à ce que suggère l'intervenant, le facteur d'émissions directes de GES associé au bouquet électrique du réseau électrique québécois ne nécessite aucune correction. Il importe en effet que les facteurs d'émission utilisés pour la comparaison des différents scénarios soient de même nature, soit les facteurs d'émissions directes dans le cas présent, et non les facteurs basés sur une approche « cycle de vie » pour certains scénarios seulement. Ainsi, le facteur d'émissions à utiliser pour le bouquet électrique québécois est bien de 0,5 g CO_{2eq}/MWh.

Le facteur d'émissions « cycle de vie » de 34,5 g CO_{2eq}/kWh suggéré par l'intervenant inclut l'ensemble des émissions associées à l'extraction des ressources, la construction, la maintenance et la fin de vie des centrales, du réseau de transport et de distribution d'Hydro-Québec, alors que le facteur d'émissions directement associé à la production d'électricité ne doit pas considérer les émissions associées au changement d'utilisation des terres.

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[24].

Il n'est donc pas requis de tenir compte des émissions de GES des réservoirs construits aux fins de production d'électricité d'Hydro-Québec dans les analyses économiques ni dans l'analyse selon la méthode de Monte-Carlo.

Concernant la suggestion du RTIEÉ d'utiliser le diesel léger à la centrale de Cap-aux-Meules[25] afin de réduire les émissions de GES pour les scénarios d'énergie renouvelable, l'effet sur la réduction des émissions de GES serait limité, avec des coûts considérablement plus élevés. En effet, bien que le facteur d'émissions de GES du carburant lourd soit plus élevé (3,146 kg/litre) que celui du diesel léger (2,734 kg/litre), son pouvoir calorifique plus élevé (4,65 kWh/litre) fait en sorte que le volume requis pour produire un kilowattheure est réduit. Ainsi, en tenant compte du rendement au diesel léger réduit à environ 4,17 kWh/litre, la conversion du carburant lourd au diesel permettrait de réduire les émissions de GES seulement d'environ 3 %[26]. Le coût d'un litre diesel léger étant en moyenne environ 38 % plus coûteux[27] que le carburant lourd sur la période d'analyse, et en tenant compte du volume additionnel de diesel léger d'environ 11 %, le coût en combustible serait supérieur de plus de 50 %.

---

[23] *2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*
[24] https://www.hydroquebec.com/developpement-durable/documentation-specialisee/taux-emission-ges.html
[25] Pièce C-RTIEÉ-0090, notamment le chapitre 4.
[26] Facteur d'émission du carburant lourd = 3,146 kg/litre / 4,65 kWh/litre = 0,6766 kWh/litre. Facteur d'émission du diesel = 2,734 kg/litre / 4,17 kWh/litre = 0,6556 kWh/litre (3 % inférieur à 0,6766 kWh/litre).
[27] Écart basé sur le coût moyen du diesel excluant la taxe carbone et sur le cours moyen du carburant lourd.

7.2 À la lumière de la réponse à la question précédente, veuillez commenter l'opportunité de mettre à jour les coûts estimés (analyses économiques déterministes) des scénarios S-2 et S-3 pour tenir compte des émissions de GES des réservoirs électricité d'Hydro-Québec.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

CONTEXTE D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR

8 **Référence :** (i) Pièce C-ROEÉ-0079, p. 13 et 14.

Préambule :

(i) « *Le raccordement des IDLM au réseau intégré serait une approche qui procurerait des réductions significatives de GES, mais il exercerait une pression additionnelle sur une ressource qui est de moins en moins abondante en réseau intégré. Les solutions d'approvisionnement locales, au contraire, sont multiples, résilientes, réduiraient les émissions des GES et n'exerceraient aucune pression additionnelle sur la demande en réseau intégré.*

C'est pourquoi le ROEÉ recommande à la de considérer, en plus des quatre critères de sélection, l'impact de la solution privilégiée sur l'équilibre offre-demande en réseau intégré. » [emphase de l'intervenant] [nous soulignons].

Demande :

8.1 Dans le contexte de la transition énergétique, veuillez commenter l'importance de tenir compte de l'impact sur l'approvisionnement global du réseau intégré lors de l'évaluation des différents scénarios, notamment en considérant les pertes de transport évitées sur le réseau principal et sur le lien proposé entre Percé et les IDLM.

Réponse :

Le Distributeur tient compte de l'impact de la solution sur l'équilibre offre-demande en réseau intégré dans les analyses économiques en considérant le coût additionnel d'approvisionnement en énergie et en puissance, incluant les pertes de transport, pour les scénarios de raccordement par câbles sous-marins.

Par ailleurs, il importe de préciser que l'impact de la solution privilégiée sur les bilans d'énergie et de puissance du réseau intégré sera somme toute marginal.

FONDS MARINS

9 **Références :** (i) Pièce B-0204, p. 5 et 6;
(ii) Pièce B-0255, p. 5 et 6;
(iii) Pièce B-0185, p. 5.

Préambule :

(i) « *En 2018, Hydro-Québec annonce son intention de réaliser le raccordement du réseau autonome des IDLM au réseau intégré à partir de la Gaspésie (le Projet). Le Distributeur avait alors évalué que le scénario de raccordement par câbles sous-marins était la solution qui satisfaisait le mieux aux orientations économique, technique, environnementale et sociale qui guident le choix de ses stratégies pour ses projets de conversion dans les réseaux autonomes. Cette analyse était basée sur les données marines et terrestres découlant d'études et de projets antérieurs. Toutefois, les fonds marins ont changé au fil des ans et l'érosion des berges s'est accélérée. Considérant que ces composantes du milieu peuvent avoir un impact notable sur les choix technologiques et les aspects économiques du Projet, le Distributeur considérait alors qu'un complément d'analyses était nécessaire. En juillet 2020, la Régie de l'énergie (la Régie) acquiesce à la demande du Distributeur de suspendre l'étude de sa stratégie de conversion énergétique pour les IDLM dans le cadre de la phase 1 du Plan d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur (le Plan) pour lui permettre de poursuivre ses analyses, incluant l'examen de scénarios alternatifs à une alimentation en électricité à partir d'une centrale thermique et la poursuite de la consultation auprès de la communauté des IDLM. À cet égard, le Distributeur visait non seulement à déterminer le niveau d'acceptation des différentes filières, mais également à déterminer les conditions gagnantes qui pourraient être mises en place pour rendre les scénarios acceptables par la communauté locale.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « *Le Distributeur a déjà souligné que les relevés marins complétés à l'été 2019 avaient permis de constater un changement important dans les fonds marins et une accélération de l'érosion des berges. Ces facteurs ont eu un impact notable sur le Projet. En effet, ces informations ont modifié l'orientation et les projections 1 techniques du Projet, principalement en ce qui a trait aux activités requises pour protéger les câbles et aussi aux approches qui seront utilisées pour effectuer la transition terre-mer. Ce processus de maturation et d'évolution est normal et fait partie intégrante d'un avant-projet.* » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(iii) « *Le Distributeur poursuit les études techniques et économiques prévues dans le cadre du Projet, incluant notamment la phase 2 des relevés marins qui devrait se terminer en août 2021. Le tableau 1 présente le statut des activités du scénario de raccordement via la Gaspésie.*

TABLEAU 1 :
SUIVI DES ACTIVITÉS SUR LE RACCORDEMENT DES IDLM VIA LA GASPÉSIE

Activités à réaliser	Statut
Études techniques et économiques pour la liaison entre les postes convertisseurs (fourniture, ligne souterraine, ligne aérienne)	complété pour les besoins de l'analyse comparative
Composantes techniques et économiques des postes convertisseurs à préciser	en cours
Acquisition d'information géophysique et acquisition d'information géotechnique (phase 2 des relevés marins)	en cours
Tracé des câbles pour la portion marine et terrestre à préciser	en cours
Étude d'impacts sur l'environnement	en cours

»

[nous soulignons et nous surlignons]

Demandes :

9.1 Veuillez confirmer ou infirmer que l'acquisition d'informations géophysique et géotechnique (phase 2 des relevés marins) est complétée. Dans l'affirmative, veuillez déposer les faits saillants de cette phase 2. Dans la négative, veuillez préciser le statut des études en cours et l'échéancier prévu.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les relevés géophysiques et géotechniques de la phase 2 réalisés en 2021 sont complétés, mais l'analyse des données est en cours.

Les sondages géotechniques réalisés dans la portion hauturière du tracé couvrent environ 214,5 km du tracé marin, soit près de 99 % du tracé. L'interprétation sommaire des sondages indique que l'épaisseur des sédiments est supérieure à 1,5 m sur environ 80 % à 87 % du tracé (±172 à 187 km), se situe entre 0,5 m et 1,5 m sur environ 8 % à 15 % du tracé (±17 à 32 km) et est inférieure à 0,5 m sur au plus 6 % du tracé (±13 km).

Les résultats préliminaires des sondages réalisés dans la portion hauturière du tracé sont présentés au tableau R-9.1.

TABLEAU R-9.1 :
RÉSULTATS PRÉLIMINAIRES DES CONDITIONS GÉOTECHNIQUES RENCONTRÉES LE LONG DU TRACÉ MARIN

Aspect	Longueur (km)	Nombre	Proportion (%)
Nature du fond marin			
Sable argileux	108	-	50
Sable légèrement graveleux	101	-	46
Affleurements rocheux	8	-	4
Morphologie			
Rides et autres sédiments mobiles	19	-	9
Zone de blocs dispersés (10-40 blocs/ha)	24	-	11
Zone de blocs dense (>40 blocs/ha)	12	-	6
Zone d'épanchements de gaz (« pockmarks »)	12	-	5
Épanchement de gaz isolé	-	27	-
Sondages avec épaisseur de sédiments			
< 0,5 m	-	9 à 11	5 à 6
0,5 à 1,5 m	-	15 à 28	8 à 15
> 1,5 m	-	144 à 157	80 à 87

9.2 À la lumière des résultats de la phase 2 des relevés marins, veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure de préciser l'impact sur le tracé du câble entre Percé et les IDLM. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les investigations géophysiques réalisées pendant l'été 2019 ont permis de choisir l'axe sud du tracé. Les relevés géophysiques de l'été 2021 sur le tracé sud et ses variantes à l'approche des côtes ont permis de choisir les sites d'atterrage.

En Gaspésie, l'atterrage retenu est L'Anse-à-Beaufils. Le fond marin ne représente en effet pas de difficultés particulières, puisqu'il est situé en face de la route Lemieux qui mène directement au poste de Percé et évite ainsi de traverser des obstacles en milieu terrestre. Il offre des possibilités d'aire de travail en arrière de la route 132.

Aux Îles-de-la-Madeleine, l'atterrage de La-Belle-Anse est retenu puisqu'il existe un chemin en mer qui contourne des affleurements rocheux et offre une meilleure couche de sédiments. Cet atterrage permet aussi de limiter la longueur du forage, par rapport à celui de la plage du Corfu-Island.

9.3 Le Distributeur a constaté que les fonds marins peuvent changer au fil des ans. Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué les risques associés à la fiabilité de l'alimentation par câble reliant Percé aux IDLM advenant que surviennent de nouveaux changements des fonds marins. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les relevés géophysiques et géotechniques réalisés en 1988, 2019 et 2021 permettent de comprendre la dynamique des sédiments des fonds marins. Le choix technologique de procéder par forage dirigé pour la transition terre-mer donne une garantie de protection dans cette zone qui s'avère la plus exposée à l'érosion et aux glaces. Ailleurs, le recouvrement par des sédiments ou des roches d'une épaisseur d'environ 0,5 m protège suffisamment les câbles le long du tracé et évite un accrochage par les engins de pêche actifs dans cette zone, selon l'analyse de risque effectuée à partir des données géophysiques de 2019. Cette analyse sera mise à jour ultérieurement, entre autres afin d'incorporer les résultats des investigations géophysiques et géotechniques de 2021.

Dans les zones où les sédiments sont mobiles, la profondeur de l'enfouissement sera supérieure à 0,5 m afin de tenir compte de la dynamique sédimentaire. Pendant l'exploitation des câbles, Hydro-Québec effectuera une surveillance de leur enfouissement dans les sédiments meubles et de l'enrochement afin de prévenir d'éventuelles expositions des câbles.