

## R-4110-2019 phase 2

### Demande de renseignement n° 5 du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») au Distributeur

- 1 Références :** (i) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, p. 10.  
(ii) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, Tableau 2, p. 25.

**Citation (i) :**

Le Distributeur a évalué, pour chacun des scénarios analysés, les coûts d'investissement et l'ensemble des charges d'exploitation et de maintenance, incluant les coûts du combustible, ceux associés à l'émission de GES et aux achats d'électricité, et ce, pour la durée de l'analyse (2021 à 2067), correspondant à 40 ans suivant la mise en service projetée du scénario de raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie en 2027. (nos soulignements)

**Demande :**

- 1.1 Veuillez élaborer sur les raisons ayant motivées le Distributeur à choisir de présenter son analyse sur une durée correspondant à 40 ans suivant la mise en service projetée.**
- 1.2 Le Distributeur a-t-il déjà utilisé une période d'analyse aussi longue dans le passé? Le cas échéant, veuillez fournir les références.**
- 1.3 La Régie a-t-elle déjà endossé ou considéré l'utilisation d'une période d'analyse de cette envergure dans le passé? Le cas échéant, veuillez fournir les références.**

L'analyse, dont les résultats se trouvent au [Tableau 2](#) de la référence (ii), fixe pour chaque scénario une valeur résiduelle. Cette donnée représente la valeur des actifs au terme de la période d'analyse.

- 1.4 Veuillez confirmer que la valeur résiduelle au [Tableau 2](#) de la référence (ii) représente la valeur restante des actifs ayant des durées de vie qui excède la période d'analyse.**

- 1.5 Le Distributeur est-il d'avis que ce mécanisme serait inadéquat pour représenter la valeur résiduelle des investissements en transport dans le cadre d'une analyse sur une période moins longue ? Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi.**
- 1.6 Étant donné l'absence de prévisions fiables allant jusqu'en 2067 et les incertitudes inhérentes à toute prévision sur une période aussi longue, veuillez élaborer sur la valeur probante d'une telle analyse.**
- 1.7 Dans le cadre de la préparation du présent dossier (R-4110-2019), le Distributeur a-t-il eu l'occasion de préparer des analyses économiques relativement à la conversion des Îles-de-la-Madeleine (« IDLM ») qui seraient sur une période moins longue que celle mentionnée en citation (i) ? Si non, veuillez expliquer pourquoi. Si oui, veuillez :**
- 1.7.1 Décrire l'ensemble des analyses qui ont été faites à cet égard;**
  - 1.7.2 Présenter un sommaire des résultats pour chacune des analyses réalisées;**
  - 1.7.3 Fournir des résultats détaillés de chacune des analyses réalisées; et**
  - 1.7.4 Expliquer les conséquences qui découlent de l'extension de la période d'analyse.**

**2 Référence : [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 34.**

**Citation :**

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 [d']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 %. (nos soulignements; références omises)

- 2.1 Veuillez fournir la prévision de la demande pour la période 2021 à 2067 utilisée dans la préparation de l'analyse, en précisant si cette prévision de la demande a été approuvée par la Régie.**

**2.2 Veuillez fournir la prévision des coûts d'achats d'électricité pour la période 2021 à 2067 utilisée dans la préparation de l'analyse, en précisant si cette prévision a été approuvée par la Régie.**

**2.3 Veuillez élaborer sur les raisons qui mènent le Distributeur à croire que le coût évité de l'énergie du réseau, tel que présenté dans *l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, serait applicable à la période 2021 à 2067.**

**3 Référence : [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, p. 11.**

**Citation :**

Concernant le critère de fiabilité, aux fins d'analyse des scénarios de raccordement par câbles sous-marins prévoyant le maintien de la centrale en réserve, le critère de fiabilité des réseaux autonomes (N-1) X 90 % s'applique en considérant le lien câblé indisponible.

Le facteur de 90 % est ainsi considéré sur la somme de la puissance des moteurs diesels qui seront maintenus de façon à assurer la fiabilité lors des indisponibilités du lien câblé.

Bien que le critère de fiabilité ne tienne pas compte de la contribution des énergies renouvelables, une contribution en puissance de 35 % de la puissance installée a néanmoins été attribuée aux éoliennes au même titre que celle pour le réseau intégré et ce, malgré le contexte différent que représente un réseau autonome. En effet, puisque le facteur d'utilisation attendu pour les éoliennes aux IDLM est plus élevé que 35 %, particulièrement en période de pointe, et que des systèmes de stockage sont intégrés pour tous les scénarios d'ajout d'éoliennes, le Distributeur estime un facteur d'utilisation de 35 % suffisant pour couvrir l'incertitude liée à la variabilité de cette source de production.

En ce qui concerne la production solaire, aucune contribution en puissance n'a toutefois été prise en compte pour les scénarios l'incluant. En effet, la nature de cette filiale fait en sorte que le Distributeur ne peut pas compter sur sa contribution lors des pointes qui se produisent typiquement tôt le matin ou en début de soirée. (nos soulignements)

**3.1 Veuillez confirmer que le critère de fiabilité des réseaux autonomes a été fixé il y a environ 20 ans, dans un contexte qui ne tenait pas compte explicitement de la situation particulière des IDLM.**

**3.1.1 Est-ce que le Distributeur considère que ce critère demeure approprié pour les IDLM en date des présentes, notamment dans un contexte de conversion aux énergies renouvelables? Veuillez élaborer sur votre réponse.**

**3.2 Veuillez préciser le facteur d'utilisation des éoliennes terrestres aux IDLM : a) sur une base annuelle et b) pendant les périodes de pointe.**

**3.2.1 Est-ce que le Distributeur considère que ces mêmes facteurs d'utilisation s'appliqueront aux éoliennes en mer? Sinon, veuillez fournir les meilleures estimations du Distributeur pour les facteurs d'utilisation des éoliennes en mer dans la région des IDLM : a) sur une base annuelle et b) pendant les périodes de pointe.**

**3.3 Est-ce que l'analyse faite par le Distributeur sur la contribution potentielle de l'énergie solaire aux IDLM tient compte de la situation particulière des Îles, c'est-à-dire un endroit où la population est beaucoup plus grande en été qu'en hiver?**

**3.3.1 Veuillez fournir un graphique illustrant les charges horaires aux IDLM pour une année typique, en ordre chronologique et en puissances classées, ainsi que les mêmes données en format Excel.**

**4 Référence : [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 35.**

**Citation :**

Le scénario S-2 inclut un coût additionnel associé à l'impact sur le bilan de puissance, qui prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2026-2027. Le signal de coût évité de la puissance de 116 \$/kW-an (\$ 2020 indexé à l'inflation) est appliqué sur la pointe prévue plus 4% (taux de pertes marginales estimé), moins la contribution en puissance du parc éolien de la Dune-du-Nord considéré de 3,2 MW (40 % de la puissance installée de 8 MW). Pour les scénarios S-3 et S-4, l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP permet de compenser l'impact sur le bilan de puissance. (nos soulignements)

**4.1 Veuillez confirmer que la valeur mentionnée pour le coût évité en puissance est tirée du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, tel que présenté par le Distributeur.**

**4.2 Veuillez élaborer sur les raisons qui mènent le Distributeur à croire que ce coût évité en puissance peut être appliqué avec suffisamment de fiabilité à la période 2021 à 2067.**

**5 Référence : [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, p. 11-12.**

**Citation :**

La fin graduelle du PUEÉ, qui aura pour impact la conversion des systèmes de chauffage du mazout à tout à l'électricité (TAÉ), est également prise en compte pour l'ensemble des scénarios, à l'exception du statu quo. Afin de limiter l'impact de la conversion des systèmes de chauffage, le Distributeur intègre le déploiement de mesures d'efficacité énergétique additionnelles dans sa prévision de la demande. Le Distributeur offre déjà des appuis financiers et des services d'accompagnement personnalisés pour inciter les clients industriels et affaires importants, tels que Mines Seleine, le CISSS des Îles et la résidence pour aînés Résidence Plaisance des Îles, à implanter des mesures d'efficacité énergétique. Concernant la clientèle résidentielle, le Distributeur envisage d'adapter son offre pour l'acquisition de thermopompes efficaces. Des solutions accessibles et disponibles localement seront privilégiées pour assurer une bonne participation de la clientèle. L'ajout de ces mesures d'efficacité énergétique permettra de réduire de plus de 5 MW et 20 GWh par année la charge projetée, trois ans après la mise en service du scénario privilégié visant la source principale d'alimentation. (nos soulignements)

**5.1 Est-ce que le Distributeur prévoit que la contribution de ces mesures d'efficacité énergétique auprès de la clientèle résidentielle continuera à augmenter après les trois ans suivant la mise en service du scénario privilégié? Sinon, pourquoi pas? Si oui, veuillez préciser l'évolution de ces mesures d'efficacité énergétique pour le restant de la période de planification 2021 à 2067.**

**5.2 Veuillez préciser l'évolution des gains en efficacité énergétique dans chacun des secteurs pris en compte par la prévision de la demande sur la période 2021 à 2067.**

**5.3 En prenant l'hypothèse où un effort maximal est entrepris dès maintenant afin de réduire autant que possible les besoins en électricité aux IDLM, veuillez estimer l'évolution des gains en efficacité énergétique dans les différents secteurs sur la période 2021 à 2067.**

- 6 Référence : (i) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, p. 15;  
(ii) [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 9-10, réponse 2.5.

**Citation (i) :**

S-7 – Production de deux éoliennes, jumelées à la centrale diesel existante

Ce scénario se détaille comme suit :

- L'ajout de deux éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord de 8 MW, avec mises en service projetées en 2025 ;
- Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh ;
- L'ajout d'un compensateur synchrone, pour permettre d'opérer à un moteur diesel (minimum actuel à deux moteurs).

S-8 – Production de quatre éoliennes, jumelées à la centrale diesel existante

Ce scénario consiste en :

- L'ajout de quatre éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord, avec mises en service projetées de deux éoliennes en 2025 et de deux éoliennes en 2030 ;
- Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh ;
- L'ajout de deux compensateurs synchrones pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante.

Aux fins de l'analyse, le projet est réalisé en deux phases espacées de cinq ans, afin d'atténuer les risques techniques et économiques associés au jumelage à haute pénétration. (nos soulignements)

**6.1 Veuillez clarifier l'utilisation des termes « la centrale diesel existante » et « la centrale actuelle opérée au carburant lourd » à la Citation (i). Est-ce que le Distributeur propose une modification de la centrale Cap-aux-Meules pour fonctionner avec un combustible diesel? Ou est-ce qu'il a simplement choisi d'appeler la Centrale Cap-aux-Meules une « centrale diesel ». Si c'est le cas, veuillez expliquer pourquoi.**

**Citation (ii) :**

Le Distributeur a d'abord choisi de considérer des systèmes de stockage avec un taux de charge (ou « *C-rate* » en anglais) de 1C, c'est-à-dire qui peut se charger ou se décharger complètement en une heure. Il s'agit d'un taux de charge répandu dans le marché.

Ensuite, le Distributeur a posé l'hypothèse d'une puissance de stockage correspondant à un minimum de 30 % des puissances de sources variables ajoutées. Ce ratio a été retenu pour les scénarios de parcs solaires centralisés S-11 (3 MW/3 MWh pour 10 MW d'ajout de puissance de source variable) et S-12 (6 MW/6 MWh pour 20 MW d'ajout de puissance de source variable). Pour les scénarios d'éoliennes terrestres, un ratio légèrement supérieur (37 %) a été retenu, puisque la concentration des éoliennes dans le même secteur serait susceptible de générer des variations simultanées de plus grande amplitude. Pour les scénarios d'éoliennes en mer, les ratios retenus de 42 % pour le scénario S-9 et de 35 % pour le scénario S-10 sont le fruit d'une première optimisation du taux de pénétration en énergie réalisée en simulation. Pour le scénario combiné éolien-solaire-GNL-R (scénario S-17), un ajout de 3 MW/3 MWh par rapport au scénario S-15, correspondant à 30 % de la puissance solaire ajoutée, a été retenu.

Le Distributeur rappelle que le dimensionnement du stockage est basé sur des hypothèses jugées réalistes pour les fins de l'analyse paramétrique et, qu'en pratique, celui-ci ferait l'objet d'une analyse approfondie en phase d'avant-projet afin d'optimiser le concept retenu. (nos soulignements)

**6.2 Veuillez décrire les simulations effectuées afin d'optimiser le taux de pénétration en énergie, et indiquer en termes généraux comment le niveau approprié de stockage est déterminé.**

**6.2.1 Est-ce que le coût du stockage affecte les résultats de cet exercice? Plus spécifiquement : pour un scénario donné, est-ce que la quantité optimale de stockage serait plus élevée si son coût unitaire était moins élevé ?**

**6.2.2 Est-ce que la quantité de stockage retenue affecte également la quantité de la ressource intermittente à acquérir? Plus spécifiquement : pour un scénario donné, est-ce que le fait d'avoir plus de stockage permettrait d'augmenter les quantités de ressources intermittentes ?**

- 7 Référence : (i) [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 22-23, Réponse 5.1.  
(ii) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, Tableau 2, p. 25.

**Citation :**

5.1 Veuillez expliciter la nature de chacune des rubriques composant les coûts du Tableau 2 (Entretien, exploitation, exploitation – carburant, Exploitation – GES, etc.) de la référence (ii).

Réponse :

La nature des rubriques se décline comme suit.

[...]

Croissance : Coûts d'investissements associés à l'ensemble des ajouts d'équipements pour chacun des scénarios.

**Préambule :**

Le coût d'investissement actualisé d'un actif dépend de son coût d'acquisition, le taux d'actualisation, sa durée de vie et du coût du capital (lequel dépend des indicateurs économiques dont les taux d'intérêt, le taux d'échange, etc.)

**7.1 Veuillez confirmer ou commenter le préambule.**

**7.2 Veuillez fournir les indicateurs économiques incluant notamment le taux d'actualisation, les taux d'intérêt et les taux d'échange utilisés dans le calcul des coûts d'investissements pour la période d'analyse de 2021 à 2067.**

**7.3 Veuillez fournir le coût d'acquisition utilisé pour élaborer le [Tableau 2](#) à la référence (ii), pour les actifs suivants :**

**7.3.1 Le raccordement Percé + centrale GDP (S3);**

**7.3.2 Le raccordement Nouvelle-Écosse (S4); et**

**7.3.3 Toute autre actif majeur inclut aux autres scénarios.**

**7.4 Veuillez fournir, en format Excel avec les formules visibles, le modèle de calculs qui a produit les résultats présentés au [Tableau 2](#), avec toutes les hypothèses et formules requises pour reproduire ces résultats.**

**7.4.1 Si ce modèle n'existe pas en Excel ou ne peut être converti en Excel, veuillez : a) décrire en détail le support informatique utilisé, b) le rendre disponible et c) détailler chacune des hypothèses, de même que les calculs, en suffisamment de**



**détails pour permettre à un utilisateur de reproduire les résultats présentés au Tableau 2.**

**8 Référence : [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 31-34, Réponse 5.11.**

**Citation (i) :**

Biomasse : le coût du combustible est estimé à 146 \$2021/tonne, indexé selon l'inflation. Le coût inclut la fourniture sous forme de billots de bois, le transport et les coûts d'opération et maintenance du broyeur à bois (pour la transformation en copeaux sur place).

GES : projection basée sur le prix plancher du marché d'échange avec la Californie (en \$US), indexé annuellement à 5 % plus l'inflation (hypothèse selon laquelle les termes actuels sont maintenus jusqu'en 2067).

Systèmes de stockage d'énergie (SSÉ):

Le coût d'investissement associé aux SSÉ est estimé à [REDACTÉ]. La durée de vie considérée est de 15 ans. Un coût pour les remplacements correspondant à [REDACTÉ] du coût initial est considéré pour assurer la pérennité jusqu'en 2067. Cette diminution du coût s'explique par une baisse du coût projeté des SSÉ, mais surtout par la portée plus limitée d'un projet de remplacement (plusieurs éléments récupérés ou non répétés). L'analyse inclut également un coût d'entretien annuel estimé à 20,66 k\$2025/MWh pour les cinq premières années, augmentant à 21,66 k\$2025/MWh puis à 23,66 k\$2025/MWh pour les 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> blocs de cinq ans.

Éoliennes terrestres :

Le coût d'investissement pour les éoliennes terrestres est estimé à 2,966 M\$2020/MW, auquel s'ajoute le coût d'intégration au réseau estimé à 2 M\$2020 par bloc de deux éoliennes mis en service (deux phases espacées de cinq ans). La durée de vie considérée est de 20 ans. Le coût des remplacements, pour couvrir la période jusqu'en 2067, est également estimé à 2,966 M\$2020/MW (sans le coût d'intégration).

Un coût d'investissement additionnel estimé à 19,5 M\$2020 est requis pour l'ajout d'un compensateur synchrone pour les scénarios à deux éoliennes. Pour les scénarios à quatre éoliennes, le coût pour l'ajout de deux compensateurs synchrones est estimé à 30 M\$2020. La durée de vie de ces équipements est estimée à 40 ans et leur remplacement (en 2065) est considéré au même coût (plus inflation).

Les coûts annuels d'opération et maintenance (comptabilisés dans la rubrique Exploitation) sont estimés à 61,9 k\$2020/MW.

Éoliennes en mer :

Le coût d'investissement pour les éoliennes en mer est estimé à 8,195 M\$2020/MW, auquel s'ajoute le coût d'intégration au réseau estimé à 9,3 M\$2020. La durée de vie considérée est de 20 ans. Le coût des remplacements, pour couvrir la période jusqu'en 2067, est également à 8,195 M\$2020/MW (sans le coût d'intégration).

Les coûts annuels d'opération et maintenance (comptabilisés dans la rubrique Exploitation) sont estimés à 1,6 M\$2020 par éolienne, correspondant à un coût de 133,3 k\$2020/MW. (nos soulignements)

**8.1 Veuillez décrire le processus suivi par le Distributeur afin de déterminer la trajectoire des coûts d'investissement unitaires des éoliennes terrestres pendant la période d'analyse 2021 – 2067.**

**8.1.1 Plus spécifiquement, veuillez justifier l'hypothèse selon laquelle le coût unitaire de remplacement serait égal au coût unitaire de l'investissement initial, et ce, jusqu'en 2067.**

**8.2 Veuillez décrire le processus suivi par le Distributeur afin de déterminer la trajectoire des coûts d'investissement unitaires des éoliennes en mer pendant la période d'analyse 2021 – 2067.**

**8.2.1 Plus spécifiquement, veuillez justifier l'hypothèse selon laquelle le coût unitaire de remplacement serait égal au coût unitaire de l'investissement initial, et ce, jusqu'en 2067.**

**8.3 Veuillez décrire le processus suivi par le Distributeur afin de déterminer la trajectoire des coûts d'investissements des systèmes de stockage d'énergie pendant la période d'analyse 2021 – 2067.**

**Préambule :**

Dans la citation (i), le Distributeur explique que le coût de remplacement des SSÉ à la fin de leur vie utile est moins élevé que le coût d'origine. Il indique que « [c]ette diminution du coût s'explique par une baisse du coût projeté des SSÉ, mais surtout par la portée plus limitée d'un projet de remplacement (plusieurs éléments récupérés ou non récupérés). »

**8.4 Veuillez expliquer pourquoi le raisonnement appliqué aux SSÉ à l'égard des coûts de remplacement ne s'applique pas aux éoliennes terrestres et aux éoliennes en mer, à tout le moins dans une certaine mesure.**

**8.5 Veuillez confirmer qu'aucun coût n'est prévu pour la réfection de la centrale de Cap-aux-Meules pendant la période 2021 à 2067 dans aucun scénario, y compris le scénario 3. Si tel est bien le cas, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur considère que cette centrale pourra opérer pendant 45 ans additionnels sans investissement en capital. Autrement, veuillez préciser dans quel(s) scénario(s) de tels coûts devront être engagé(s), de même que leurs montants et en quelle(s) année(s) ils sont prévus pour être engagés.**

- 9 Références : (i) [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 31-34, Réponse 5.11.  
(ii) Wisser, R., Rand, J., Seel, J. *et al.* [Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050](#). *Nat Energy* 6, 555–565 (2021)<sup>1</sup>.  
(iii) : US Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory, Annual Technology Baseline, [Offshore Wind](#)<sup>2</sup>.  
(iv) : US Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory, Annual Technology Baseline, [Land-Based Wind](#)<sup>3</sup>.  
(v) : US Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory, Annual Technology Baseline, [Utility-Scale Battery Storage](#)<sup>4</sup>.

**Citation (i) :**

Systèmes de stockage d'énergie (SSÉ):

Le coût d'investissement associé aux SSÉ est estimé à [REDACTED]. La durée de vie considérée est de 15 ans. Un coût pour les remplacements correspondant à [REDACTED] du coût initial est considéré pour assurer la pérennité jusqu'en 2067. Cette diminution du coût s'explique par une baisse du coût projeté des SSÉ, mais surtout par la portée plus limitée d'un projet de remplacement (plusieurs éléments récupérés ou non répétés). L'analyse inclut également un coût d'entretien annuel estimé à 20,66 k\$2025/MWh pour les cinq premières années, augmentant à 21,66 k\$2025/MWh puis à 23,66 k\$2025/MWh pour les 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> blocs de cinq ans.

<sup>1</sup> <https://www.nature.com/articles/s41560-021-00810-z.pdf>

<sup>2</sup> [https://atb.nrel.gov/electricity/2021/offshore\\_wind](https://atb.nrel.gov/electricity/2021/offshore_wind)

<sup>3</sup> [https://atb.nrel.gov/electricity/2021/land-based\\_wind](https://atb.nrel.gov/electricity/2021/land-based_wind)

<sup>4</sup> [https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage)

Éoliennes terrestres :

Le coût d'investissement pour les éoliennes terrestres est estimé à 2,966 M\$2020/MW, auquel s'ajoute le coût d'intégration au réseau estimé à 2 M\$2020 par bloc de deux éoliennes mis en service (deux phases espacées de cinq ans). La durée de vie considérée est de 20 ans. Le coût des remplacements, pour couvrir la période jusqu'en 2067, est également estimé à 2,966 M\$2020/MW (sans le coût d'intégration).

Un coût d'investissement additionnel estimé à 19,5 M\$2020 est requis pour l'ajout d'un compensateur synchrone pour les scénarios à deux éoliennes. Pour les scénarios à quatre éoliennes, le coût pour l'ajout de deux compensateurs synchrones est estimé à 30 M\$2020. La durée de vie de ces équipements est estimée à 40 ans et leur remplacement (en 2065) est considéré au même coût (plus inflation).

Les coûts annuels d'opération et maintenance (comptabilisés dans la rubrique Exploitation) sont estimés à 61,9 k\$2020/MW.

Éoliennes en mer :

Le coût d'investissement pour les éoliennes en mer est estimé à 8,195 M\$2020/MW, auquel s'ajoute le coût d'intégration au réseau estimé à 9,3 M\$2020. La durée de vie considérée est de 20 ans. Le coût des remplacements, pour couvrir la période jusqu'en 2067, est également à 8,195 M\$2020/MW (sans le coût d'intégration).

Les coûts annuels d'opération et maintenance (comptabilisés dans la rubrique Exploitation) sont estimés à 1,6 M\$2020 par éolienne, correspondant à un coût de 133,3 k\$2020/MW. (nos soulignements)

**Citation (ii) :**

Wind energy has experienced accelerated cost reduction over the past five years—far greater than predicted in a 2015 expert elicitation. Here we report results from a new survey on wind costs, compare those with previous results and discuss the accuracy of the earlier predictions. We show that experts in 2020 expect future onshore and offshore wind costs to decline 37–49% by 2050, resulting in costs 50% lower than predicted in 2015.

**Préambule :**

Selon la référence (iii), le CAPEX de *Offshore Wind* pour des vitesses de vent de Classe 3 diminuera de 3 858\$US/kW en 2019 à entre 1 524\$US et 2 713 \$US/kW en 2050.

Selon la référence (iv), le CAPEX de *Land-Based Wind* pour des vitesses de vent de Classe 4 diminuera de 1 436 \$US/kW en 2019 à entre 533 \$US et 900 \$US/kW en 2050.

Selon la référence (iv), le CAPEX de *Utility-Scale Battery Storage (4h)* diminuera de 1 434 \$US/kW en 2019 à entre 346 \$US et 981 \$US/kW en 2050.

**9.1 À la lumière des références ci-avant, veuillez confirmer si le Distributeur maintient son hypothèse selon laquelle il n’y aura aucune réduction de coût pour le remplacement des éoliennes (que ce soit terrestres ou en mer) chaque 20 ans jusqu’en 2067. Dans l’affirmative, veuillez justifier cette position. Dans la négative, veuillez apporter et communiquer les correctifs nécessaires.**

**9.2 À la lumière des références ci-avant, veuillez confirmer si le Distributeur maintient son hypothèse selon laquelle la réduction de coût pour le remplacement des SSÉ chaque 15 ans jusqu’en 2067 sera limitée aux valeurs mentionnées dans le document B-0249 (déposé sous pli confidentiel). Dans l’affirmative, veuillez justifier cette position. Dans la négative, veuillez apporter et communiquer les correctifs nécessaires.**

**10 Référence : [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 31-34, Réponse 5.11, p. 32 et 34.**

Le Tableau R-5.11 fournit la Projection des coûts des combustibles et de GES pour la période 2021 à 2067.

**10.1 Veuillez confirmer que le Tableau R-5.11 est en dollars courants. Le cas échéant, veuillez fournir un tableau équivalent en dollars constants.**

**10.2 Veuillez justifier l’hypothèse que le coût de combustible biomasse restera stable, en dollars constants, jusqu’en 2067.**

**Citation :**

Le Distributeur tient à souligner que le coût significativement plus élevé des éoliennes en mer par rapport à celui des éoliennes terrestres s’explique par la complexité et les risques associés à un projet d’éoliennes en mer, mais aussi par le peu d’intérêt des fournisseurs pour des projets de cette dimension. En effet, le marché se tourne plutôt vers des projets de plusieurs centaines de MW. À titre d’exemple, six lots ont récemment été attribués au large de la côte est américaine, dans la zone appelée « New York Bight », pour des projets d’éoliennes en mer d’une puissance totale potentielle estimée entre 5,6 GW et 7 GW. Quant à la complexité, un tel projet requerrait notamment une étude géotechnique du fond

marin pour assurer un choix de fondation adéquat, de même qu'une mise à niveau portuaire, ce qui aurait un impact significatif sur les coûts.

Dans le cadre de l'analyse du Distributeur, deux manufacturiers ont été approchés pour tenter d'obtenir des estimations plus précises des coûts de projet. Le premier manufacturier a clairement exprimé son manque d'intérêt pour un projet de petite dimension. Le deuxième a d'abord démontré une certaine ouverture, mais les demandes subséquentes sont demeurées sans réponse malgré plusieurs relances. Ce faible intérêt de l'industrie, démontre un risque important pour la faisabilité d'un tel projet.

**Préambule :**

Afin de contribuer à la transition énergétique du Québec, Hydro-Québec aura besoin d'accroître significativement son parc de production dans les prochaines années et décennies.

**10.3 Le Distributeur a-t-il exploré, avec HQP et/ou avec la haute direction de l'entreprise, la possibilité d'un grand parc d'éoliennes en mer dont une partie pourrait être localisée dans un endroit qui permettrait de desservir les besoins des IDLM? Veuillez élaborer sur votre réponse.**

**10.4 Si une telle possibilité pouvait être envisagée, est-ce que le Distributeur considère qu'un tel projet pourrait être plus intéressant pour les équipementiers et afficherait des coûts moins élevés ?**

**11 Référence : [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, p. 19-20**

**Citation :**

Le tableau 1 présente l'estimation des émissions directes de GES en phase d'exploitation pour l'ensemble des scénarios évalués. Les données présentées correspondent aux moyennes annuelles des émissions projetées pour la période 2028-2067. Ces données n'incluent pas les réductions liées à la conversion des systèmes de chauffage du mazout à TAÉ.

**TABLEAU 1 :  
 ÉMISSIONS DIRECTES DE GES EN PHASE D'EXPLOITATION**

Scénarios	GES annuels t. éq. CO2	Écart p/r au statu quo
S1 - Statu quo	123 339	-
Statu quo + abandon PUEÉ	145 699	18,1%
S2 - Raccordement (Percé)	3 104	-97,5%
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	6 771	-94,5%
S4 - Raccordement Nouvelle-Écosse	17 674	-85,7%
S5 - Conversion GNL	83 265	-32,5%
S6 - Conversion GNL-R	9 843	-92,0%
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	108 833	-11,8%
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	80 155	-35,0%
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	56 847	-53,9%
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	34 558	-72,0%
S11 - Solaire 10 MW + diesel	137 966	11,9%
S12 - Solaire 20 MW + diesel	134 076	8,7%
S13 - Biomasse (3 chaudières)	482	-99,6%
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	2 942	-97,6%
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	7 452	-94,0%
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	5 690	-95,4%
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	6 972	-94,3%

**Demande :**

**11.1** Veuillez détailler les différents types d'émissions indirectes qui sont exclues du Tableau 1.

**11.2** Est-ce que l'analyse du Distributeur inclut ces émissions indirectes d'une autre façon ? Si oui, comment ? Si non, pourquoi pas?

- 12** Références : (i) [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 15-16, Réponse 3.3  
 (ii) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, Tableau 1, p. 20  
 (iii) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, Tableau 4, p. 30  
 (iv) Levasseur et al., [Amélioration de la précision de l'empreinte carbone de l'électricité : estimation des émissions de gaz à effet de serre des réservoirs hydroélectriques](#), Renewable and Sustainable Energy Reviews 136 (2021) 110433<sup>5</sup>, p. 1

**Citation (i) :**

<sup>5</sup> <https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/amelioration-precision-empreinte-carbone-electricite.pdf>

3.3 Veuillez préciser la nature des émissions de GES des scénarios S3, S6 et S15 liées à la phase de construction du projet, à sa pérennité et à l'exploitation sur la période d'analyse (référence [Pièce [B-0204](#), p. 29 et 30]).

Réponse :

Les émissions de GES liées à la phase de construction et de pérennité, calculées sous forme d'empreinte carbone, correspondent aux volumes des GES émis lors de la production des biens et des services nécessaires à la réalisation de l'investissement, comme par exemple, l'approvisionnement en matériel (biens) et services de travaux de génie liés à l'énergie électrique (services). L'empreinte carbone compile la somme des flux de GES associés aux différentes étapes du cycle de vie des biens et services utilisés et ce, jusqu'à l'extraction de la matière première. À cela s'ajoutent les émissions liées aux dépenses des salariés en biens et services.

Les émissions de GES liées à l'exploitation correspondent quant à elles à la consommation de combustible fossile estimée pour chacun des scénarios. Le scénario S-3 prévoit l'utilisation du diesel lors des indisponibilité du lien câblé, pour les fins de maintenance des moteurs et pour l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP. Les scénarios S-6 et S-15 prévoient, de leur côté, l'utilisation du diesel dans une proportion d'environ 5 %, combinée au gaz naturel renouvelable dans une proportion d'environ 95 %, compte tenu du type de moteur bicarburant envisagé. L'utilisation du diesel est également prévue pour le fonctionnement des deux groupes diesel maintenus pour la gestion de la pointe et la fiabilité de l'approvisionnement. (nos soulignements)

**Citation (ii) :**

**TABLEAU 1 :  
ÉMISSIONS DIRECTES DE GES EN PHASE D'EXPLOITATION**

Scénarios	GES annuels t. éq. CO2	Écart p/r au statu quo
S1 - Statu quo	123 339	-
Statu quo + abandon PUEÉ	145 699	18,1%
S2 - Raccordement (Percé)	3 104	-97,5%
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	6 771	-94,5%
S4 - Raccordement Nouvelle-Écosse	17 674	-85,7%

**Citation (iii) :**

**TABLEAU 4 :  
ESTIMATION DES ÉMISSIONS DE GES  
POUR LES PHASES CONSTRUCTION, PÉRENNITÉ ET EXPLOITATION**

Scénarios	Émissions de GES (t. éq. CO <sub>2</sub> )			
	Construction	Pérennité	Exploitation	Total
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	255 000	95 000	270 860	<b>620 860</b>
S6 - Conversion GNL-R	119 000	132 000	393 733	<b>644 733</b>
S15 - GNL-R + Éolien (+13.4 MW)	159 000	127 000	298 064	<b>584 064</b>



**Citation (iv) :**

L'hydroélectricité est généralement considérée comme une source d'électricité à faible empreinte carbone, car elle n'entraîne pas d'émissions directes de gaz à effet de serre (GES), contrairement à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Or, l'enneigement de terres après la construction d'un barrage donne généralement lieu à une augmentation des émissions biogéniques de GES en raison de la dégradation de la biomasse présente dans le réservoir nouvellement créé. [...] Combinée aux données de la base ecoinvent pour les autres émissions du cycle de vie, l'empreinte carbone de l'électricité distribuée dans la province en 2017 s'élevait à 34,5 g éq. CO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup>.

**Préambule :**

La Citation (i) semble indiquer que les seules émissions GES dont il est tenu compte à titre d'émissions liées à l'exploitation correspondent à la consommation de combustible fossile associée à l'énergie consommée aux IDLM.

**12.1 Veuillez confirmer que pour les scénarios 2 et 3, les émissions directes de GES en phase d'exploitation, telles qu'indiquées au Tableau 1, n'incluent que les émissions de la Centrale de Cap-aux-Meules. Dans l'affirmative, veuillez fournir le nombre de MWh de production de cette centrale, tel que prévu pour chaque scénario.**

**12.2 Dans le cas contraire, veuillez ventiler les valeurs fournies au Tableau 1 pour les scénarios 2, 3 et 4 entre :**

**12.2.1 Les émissions correspondantes à la consommation de combustible fossile à la Centrale de Cap-aux-Meules,**

**12.2.2 Les émissions associées à l'énergie du réseau intégré consommée aux IDLM; et**

**12.2.3 toute autre source d'émissions.**

**12.3 Veuillez confirmer que l'analyse présentée par le Distributeur n'attribue pas d'émissions de GES à l'électricité du réseau intégré d'Hydro-Québec utilisée pour alimenter des charges aux IDLM. Dans l'affirmative, veuillez expliquer en détail pourquoi.**

**12.4 Dans le cas contraire, veuillez :**

**12.4.1 préciser le taux d'émissions utilisé pour ces émissions, en tonnes équivalentes (« t. éq. ») CO<sub>2</sub>/GWh; et**

**12.4.2 justifier le taux utilisé, avec références à l'appui.**

**12.5 Est-ce que le Distributeur a tenu compte de la référence (iv) dans la préparation de la preuve du présent dossier ? Sinon, pourquoi pas ?**

**12.6 Pour les scénarios 2, 3 et 4, veuillez fournir la quantité annuelle d'énergie du réseau intégré qui sera consommée aux IDLM, et ce, pour chaque année de la période d'analyse.**

**13 Références :** (i) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, Tableau 3, p. 26  
(ii) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, s. 3.3.2, p. 20-22

**Citation (i) :**

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. (nos soulignements)

**Préambule :**

La section 3.3.2 ne fait aucune mention des résultats de la consultation en ligne.

**13.1 Est-ce que les résultats présentés au Tableau 3 à l'égard de l'Acceptabilité sociale tiennent compte des résultats de la consultation en ligne, ou seulement de la consultation téléphonique? Le cas échéant, veuillez indiquer précisément comment les résultats de la consultation en ligne ont été intégrés aux résultats présentés.**

**13.2 Selon le Distributeur, est-ce que l'acceptabilité sociale peut être évaluée uniquement sur la base d'un sondage portant sur la perception de la meilleure solution par les communautés touchées, ou devrait-elle également considérer les retombées économiques locales, de même que les impacts environnementaux et sociaux des scénarios proposés ? Veuillez élaborer sur votre réponse.**

**13.3 Veuillez fournir les émissions GES totales pour chaque scénario (c'est-à-dire les données absolues qui déterminent les pourcentages présentés à la 3<sup>e</sup> colonne du Tableau 3).**

- 14 Références :** (i) Energy Futures Initiative, [Optionality, Flexibility and Innovation: Pathways for Deep Decarbonization in California \(2019\)](#), p. 21 (p. 44 du pdf)<sup>6</sup>  
(ii) [B-0204](#), HQD-11, doc. 1, p. 10, section 3;  
(iii) [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 33, Réponse 5.11;  
(iv) [B-0248](#), HQD-12, doc. 1, p. 30, Tableau R-5.8.

**Citation (i) :**

**Principle 1. Clean Energy Technology Optionality and System Flexibility is Necessary**

Predicting the optimal energy technology mix by 2050 is extremely challenging; no “silver bullet” technologies can be assumed. Key trends in energy, including population growth, urbanization, and climate change suggest that technology optionality and system flexibility will be critical for meeting both near- and long-term goals.

Optionality in the energy space is key and is best described as “thinking through the various scenarios that might follow a decision, *not just Plan A*, (italics added) and placing appropriate value on possibilities opened up or shut down by each path. Breaking projects into elements has value. The ability to delay a capital commitment has value. Adding assets in smaller increments has value. Reducing capital intensity has value. The ability to hedge or insure outcomes has value...Optionality allows a company to embrace new opportunities first at the margin, but eventually at the heart of operations...<sup>88</sup>” (note 88: Michael Liebreich, *The New Energy ROI: Resilience, Optionality, Intelligence* (New York: Bloomberg Finance, 2013), 2, <https://about.bnef.com/blog/liebreich-thenew-energy-roi-resilience-optionality-intelligence/>.)

**14.1 Est-ce que le Distributeur tient compte dans ses analyses de la valeur additionnelle « d’optionnalité » (« optionality ») qui accompagne des scénarios où les stratégies peuvent être modulées dans le futur, en fonction de l’évolution de la conjoncture? Veuillez élaborer sur votre réponse.**

**Préambule :**

Les scénarios choisis pour étude par le Distributeur, autre que le scénario 1 (*statut quo*), se basent tous sur l’installation de nouveaux équipements dans un avenir rapproché. Dans tous les cas, ces nouveaux équipements restent en utilisation de manière constante et sont remplacés à la fin de leur durée de vie, pendant toute la période d’analyse (2021 à 2067).

<sup>6</sup> [https://energyfuturesinitiative.org/wp-content/uploads/sites/2/2022/03/OptionalityFlexibilityInnovation\\_Report\\_compressed.pdf](https://energyfuturesinitiative.org/wp-content/uploads/sites/2/2022/03/OptionalityFlexibilityInnovation_Report_compressed.pdf)

Par ailleurs, la Référence (iii) indique que le Distributeur ne prévoit aucune réduction des coûts (en dollars constants), ni pour les éoliennes terrestres, ni les éoliennes en mer, pendant toute la période d'analyse (2021-2067). Ainsi, chaque fois que ces ressources seront remplacées à la fin de leur durée de vie, elles le seront au même prix unitaire que l'acquisition initiale.

Quoiqu'il soit possible que les coûts de ces ressources ne diminuent pas sur un horizon de 45 ans, il est tout aussi possible, voir même plus probable que les coûts unitaires de ces ressources diminuent avec le temps. Les études citées en préambule de la demande 9 ci-avant militent d'ailleurs en ce sens.

Il semble donc qu'en faisant abstraction de cette possibilité de diminution de coûts, la valeur probante de l'analyse présentée par le Distributeur soit diminuée. Cette situation est aggravée davantage par le fait que, dans ses simulations Monte-Carlo, le Distributeur a choisi une portée de coûts fortement asymétrique, allant par exemple de -18% à +95% pour le Scénario S7 (« éolien 13,4 MW + diesel (sic) ») et de -15 à +103% pour le Scénario S9 (« éoliens en mer 36 MW »). Ce choix fait en sorte que, dans la simulation Monte Carlo, les coûts moyens de ces ressources s'avèrent sensiblement plus élevés que leurs coûts de base.

#### **14.2 Veuillez justifier les fourchettes utilisées pour les simulations Monte-Carlo (référence (iv)).**

#### **Préambule :**

Dans sa décision procédurale [D-2022-043](#), la Régie a limité « les demandes de renseignements (DDR) aux scénarios déposés en preuve, tout en permettant des questions sur des variantes raisonnables de ces scénarios » (para. 50).

Étant donné la non-conformité des prévisions du Distributeur de coût de la ressource éolienne avec celles d'autres organismes reconnus (voir les références (ii) à (iv) de la Demande 9), le RNCREQ considère que la demande suivante constitue une variante raisonnable des scénarios déposés en preuve.

#### **14.3 Veuillez présenter des résultats complets pour chacun des Scénarios comportant des éoliennes terrestres ou en mer en vous appuyant sur la prémisse que, chaque 10 ans, le prix unitaire en dollars constants de ces ressources diminuera par 10% par rapport à la décennie précédente.**