

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ
À PARTIR D'UN PARC ÉOLIEN DANS LE RÉSEAU AUTONOME DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

RÉDUCTION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

1. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 132;
(ii) Pièce B-0008.

Préambule :

(i) « **B) ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX**

- Travaux pour raccordement à la ligne à 69 kV	: 1 700 000 \$
- Modifications au système de conduite du réseau	: 1 100 000 \$
- Expertise et gestion – Prérequis mise sous tension initiale, essais et mise en route	: 1 200 000 \$
- Télécommunications	: 1 300 000 \$
- Équipements de mesurage	: 300 000 \$
- Système de stockage, incluant le raccordement et l'intégration	: 16 900 000 \$
Total*	: 22 500 000 \$

* *Coût total estimé pour les travaux d'intégration avant toute contribution provenant de subventions que le Distributeur pourrait obtenir. La Garantie pour couvrir les coûts d'intégration à l'article 33.1 inclut les subventions que le Distributeur prévoit encaisser avant la date de début des livraisons, lesquelles sont estimées à 5 963 000 \$ ainsi que le montant de matériel récupérable advenant une résiliation de la présente entente, lequel est estimé à 8 750 000 \$. » [nous soulignons]*

- (ii) Hydro-Québec présente les subventions qu'il prévoit encaisser pour les années 2023, 2024 et 2025 dans le fichier Excel de l'analyse économique.

Demandes :

- 1.1 Veuillez élaborer sur la nature des subventions dont il est question en référence (i) et (ii).

Réponse :

1 Il s'agit d'une même subvention pour les deux références, provenant du
2 programme de l'Entente Bilatérale Intégrée (relative au programme
3 d'infrastructure investir dans le Canada) Canada – Québec (EBI) et son volet
4 Infrastructure Verte, qui donnerait accès à une aide financière sous forme de
5 remboursements à hauteur de 50 % des dépenses admissibles. Le Distributeur
6 estime qu'environ 90 % des coûts d'investissement seraient reconnus comme
7 étant admissibles, à partir de la date d'approbation de la subvention. L'aide

1 totale attendue serait donc de près de 10 M\$ selon l'estimation en référence (i).
2 La demande de subvention ayant été présentée avec l'estimation des coûts à
3 30 M\$ (scénario fort), l'aide potentielle attendue dans le cas de dépenses
4 supérieures serait plafonnée à 13,5 M\$.

5 C'est sur la base de ce programme de subvention que l'analyse économique,
6 de même que l'évaluation des montants de garantie pour couvrir les coûts
7 d'intégration ont été réalisées. Toutefois, le calcul des montants de garantie
8 (référence i), aux différents jalons clés du projet, tient compte d'une évaluation
9 un peu plus fine de la répartition des coûts durant les phases du projet, et du
10 calendrier des versements de subvention suivant les réclamations sur la base
11 des dépenses de l'année fiscale précédente (avril à mars).

12 Le montant de 5,963 M\$ correspond donc à 45 % de l'estimation des dépenses
13 admissibles entre l'approbation de la subvention (en prenant pour hypothèse
14 qu'elle serait obtenue à la fin juillet 2023 pour les fins de l'estimation) et mars
15 2025. Selon cette hypothèse, les dépenses admissibles entre avril 2025 et la fin
16 du projet feraient l'objet d'une réclamation au printemps 2026, pour un
17 versement à l'été 2026, ce qui explique l'écart d'environ 4 M\$ (non encaissé
18 avant le début des livraisons) avec le total des montants de subvention
19 apparaissant dans l'analyse économique (référence ii).

20 Le Distributeur précise que le calcul des montants de subvention dans l'analyse
21 économique est basé sur un simple calcul à 45 % des investissements¹, sans
22 tenir compte du calendrier des versements suivant les demandes de
23 remboursement. Une telle répartition plus fine aurait eu peu d'impact sur
24 l'analyse économique.

1.2 À la référence (i), la Régie comprend qu'Hydro-Québec prévoit encaisser des subventions de 5,963 M\$ avant le début des livraisons. Veuillez concilier ce montant avec les montants utilisés dans l'analyse économique du fichier Excel (référence (ii)) et expliquer les différences.

Réponse :

25 **Voir la réponse à la question 1.1.**

¹ En supposant 50 % des coûts prévus en 2023 antérieurs à l'approbation de la subvention (non admissibles).

MODALITÉS DU CONTRAT

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 37;
 - (ii) Dossier R-4046-2018, pièce [B-0006](#), p. 35;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0004](#), p. 9;
 - (v) [Communiqué de presse HQ – Appels d’offres de 2021](#);
 - (vi) Pièce [B-0005](#), p. 18;
 - (vii) Dossier R-4046-2018, pièce [B-0006](#), p.17.

Préambule :

- (i) « 25.1 **Garantie de début des livraisons**

*Afin de garantir son engagement à débiter la livraison des quantités contractuelles à la date garantie de début des livraisons, le **Fournisseur** doit remettre une Garantie financière au **Distributeur** pendant la période qui précède la date de début des livraisons pour les montants et selon les échéances mentionnés ci-après :*

Date	Montant
Le 1 ^{er} août 2023, un montant de :	10 000 \$/MW
18 mois avant la date garantie de début des livraisons, un montant additionnel égal à :	10 000 \$/MW

- (ii) « 25.1 **Garantie de début des livraisons**

*Afin de garantir son engagement à débiter la livraison de l’énergie contractuelle à la date garantie de début des livraisons, le **Fournisseur** doit remettre au **Distributeur**, à la signature du contrat, une garantie de début des livraisons (« Garantie de début des livraisons ») d’un montant égal au produit de la puissance contractuelle et 20 000 \$.* »

(iii) « Le Distributeur a choisi d’entamer des échanges pouvant s’ouvrir sur une négociation de gré à gré avec les partenaires de PEDDN, car ceux-ci avaient démontré leur capacité à réaliser un projet éolien aux IDLM. Ces partenaires avaient par ailleurs été retenus au terme de l’appel de propositions A/P 2015-01, lequel accordait une place importante aux considérations et préoccupations du milieu. »

(iv) Parmi les principales modalités du contrat figurant au tableau 1, il a été convenu avec le Fournisseur un prix de départ de 90,50 \$_{déc.2021}/MWh, ou de 81,85 \$₂₀₂₂/MWh sous la forme d’une annuité croissante à 2%/an.

(v) Extrait du communiqué de presse publié le 15 mars 2023 par Hydro-Québec en lien avec les appels d’offres de 2021 :

« Les soumissions retenues sont réparties comme suit :

Réponses à la DDR n° 1 de la Régie

- cinq soumissions dans le cadre de l'appel d'offres visant l'acquisition de 480 MW de puissance provenant de sources renouvelables, totalisant 495,2 MW, soit près de 1 000 MW de puissance installée en tout ;
- deux soumissions dans le cadre de l'appel d'offres visant l'acquisition de 300 MW d'électricité de source éolienne, totalisant 302,32 MW en puissance installée.

Le coût moyen de fourniture prévu dans les soumissions retenues est de 6,1¢/kWh (dollars de 2022). Ce coût n'inclut pas le transport et l'équilibrage.

Hydro-Québec conclura les contrats avec les promoteurs au cours des prochaines semaines. Ces contrats seront par la suite soumis à la Régie de l'énergie pour approbation. Les promoteurs retenus auront la responsabilité d'obtenir toutes les autorisations et tous les permis requis pour la construction des installations avant d'entreprendre les travaux de construction. » [nous soulignons]

(vi) Hydro-Québec présente la formule pour l'établissement du prix à payer à compter de la deuxième année contractuelle, ainsi que les définitions de chacun des termes de la formule :

$$E_t = E_{\text{décembre 2021}} \times \left\{ \left(25\% \times \left(\frac{IPC_{MES}}{IPC_{\text{décembre 2021}}} \right) \times \left(\frac{IPC_{t-1}}{IPC_{DDL}} \right) \right) + \left(75\% \times \left(\frac{IPC_{MES}}{IPC_{\text{décembre 2021}}} \right) \right) \right\}$$

(vii) Hydro-Québec présente la formule pour l'établissement du prix à payer à compter de la deuxième année contractuelle, ainsi que les définitions de chacun des termes de la formule :

$$E_t = E_{2016} \times \left\{ 100\% \times \left(\frac{IPC_{MES}}{IPC_{2016}} \right) \times \left(\frac{IPC_{t-1}}{IPC_{DDL}} \right) \right\}$$

Demandes :

2.1 Veuillez élaborer sur les différences de la garantie de début des livraisons entre le contrat de la référence (i) et le contrat de la référence (ii). Veuillez notamment élaborer sur l'impact que ces différences auront sur la garantie des engagements contractuels du Fournisseur.

Réponse :

1 **La garantie financière pour le début des livraisons est la même pour les deux**
 2 **contrats, soit 20 000 \$/MW. La différence réside dans le moment où cette**
 3 **garantie est fournie. Dans le cas du contrat du parc éolien de la Dune-du-Nord**
 4 **(PEDDN) (référence (ii)), elle devait être fournie au moment de la signature du**
 5 **contrat, alors que pour le contrat du parc éolien de Grosse-Île (PEDGI)**
 6 **(référence (i)), la garantie doit être fournie en deux tranches. Cette approche a**
 7 **été convenue dans le cadre de la négociation de gré à gré avec le Fournisseur.**

2.2 Veuillez élaborer sur les démarches de négociation avec le Fournisseur mentionnées à la référence (iii) desquelles résultent le prix convenu indiqué en référence (iv).

Réponse :

1 **Les parties ont d'abord convenu d'une entente de confidentialité pour encadrer**
2 **une négociation de type « à livre ouvert ». Une évaluation des contraintes**
3 **techniques associées à l'ajout d'éoliennes au réseau autonome des Îles-de-la-**
4 **Madeleine (IDL) a été menée en parallèle par le Distributeur. En collaborant et**
5 **en mettant en commun les contraintes techniques et les enjeux économiques,**
6 **les parties ont convenu d'un scénario optimal pour la réalisation du projet.**

2.3 Veuillez préciser la manière dont Hydro-Québec s'est assurée de la valeur concurrentielle du prix obtenu, dans le contexte de la négociation de gré à gré avec le Fournisseur.

Réponse :

7 **La négociation étant de type « à livre ouvert », le Distributeur a été en mesure**
8 **de questionner le budget du Fournisseur et d'évaluer la crédibilité de ses**
9 **hypothèses dans un contexte économique inflationniste. Une revue diligente a**
10 **été réalisée pour les principales composantes du projet (éoliennes et poste de**
11 **départ). D'après l'expérience du Distributeur, le coût de construction des**
12 **projets éoliens de moins de 25 MW serait en moyenne de 30 % supérieur au**
13 **coût des projets éoliens de 100 MW et plus (en \$/MW). À cela s'ajoutent les**
14 **contraintes de l'éloignement et de l'insularité des Îles-de-la-Madeleine.**

15 **Voir également la réponse à la question 2.2.**

2.4 Bien que les contrats issus des appels d'offres (A/O) de 2021 demeurent conditionnels à l'approbation de la Régie, veuillez commenter les écarts entre le coût moyen des soumissions retenues par Hydro-Québec dans le cadre de ces A/O (référence (v)) et le prix convenu avec le Fournisseur dans la présente entente (référence (iv)).

Réponse :

16 **Le Distributeur souligne qu'à des fins de comparaison, il faut utiliser le prix de**
17 **81,85 \$₂₀₂₂/MWh sous la forme d'une annuité croissante à 2 %/an, car c'est**
18 **également sous cette forme qu'il est présenté en ¢/kWh à la référence (v),**
19 **correspondant à 61 \$/MWh. Considérant que les contrats issus des appels**
20 **d'offres de 2021 ne sont pas assujettis aux mêmes contraintes d'éloignement**
21 **et d'insularité et qu'ils sont d'une taille plus favorable aux économies d'échelles**
22 **(voir la réponse à la question 2.3), le Distributeur estime que le prix offert par le**
23 **Fournisseur est très compétitif.**

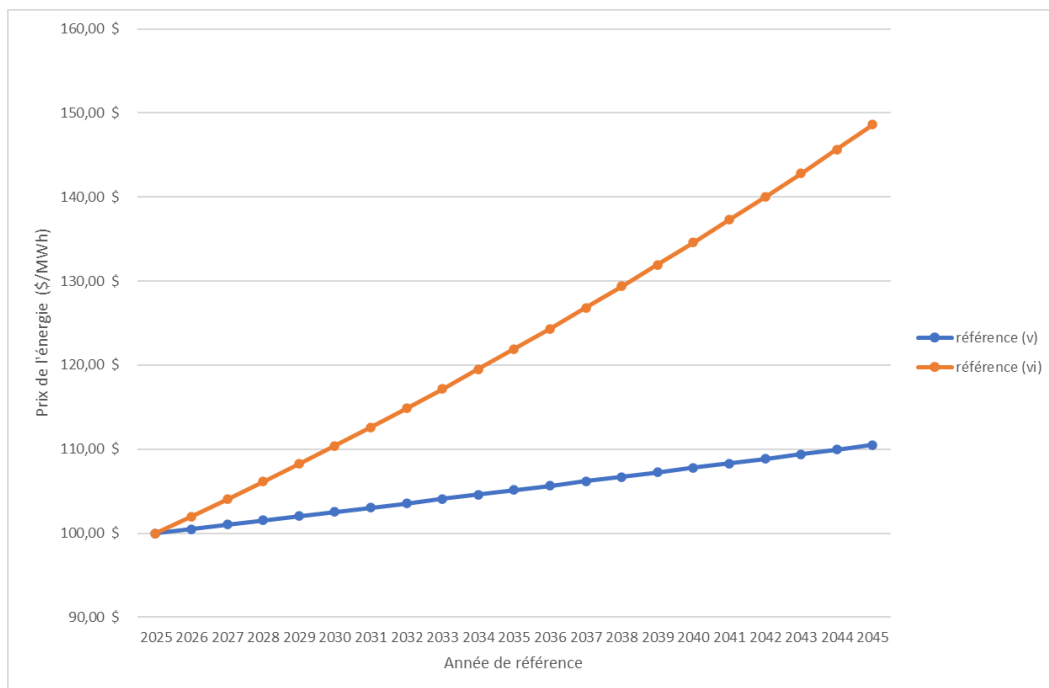
2.5 La Régie remarque une différence dans la formule à appliquer pour l'établissement du prix à payer par Hydro-Québec à compter de la deuxième année contractuelle entre le contrat de la référence (vi) et le contrat de la référence (vii). Veuillez élaborer sur les différences entre ces deux formules et de l'impact sur le prix à payer par Hydro-Québec.

Réponse :

1 La différence se situe principalement sur la portion du prix qui sera indexée à
 2 l'IPC. Dans le cas du contrat de PEDGI (référence (vi)), le prix est indexé à l'IPC
 3 sur seulement 25 % du prix de départ, le reste étant fixe. Au contrat de PEDDN
 4 (référence (vii)), le prix est indexé à 100 % par l'IPC, et ce, durant toute la durée
 5 du contrat.

6 Par conséquent, la hausse du prix du contrat avec la formule pour
 7 l'établissement du prix de PEDGI sera nécessairement moindre que celle du
 8 contrat avec la formule pour l'établissement du prix de PEDDN, dans un ratio
 9 de 1 pour 4 (25 %). La figure R-2.5 présente, à titre illustratif, l'évolution d'un
 10 prix générique (100 \$/MWh) en fonction des deux formules d'établissement du
 11 prix, en prenant pour hypothèse un IPC de 2 %.

FIGURE R-2.5 :
ILLUSTRATION DE L'IMPACT DES FORMULES AUX RÉFÉRENCES (VI) ET (VII)



2.5.1. Veuillez indiquer si les différences observées entre les formules des références (vi) et (vii) auront un impact à la hausse ou à la baisse dans l'établissement du prix à payer par Hydro-Québec à compter de la deuxième année contractuelle à partir d'un exemple concret.

Réponse :

12 Voir la réponse à la question 2.5.

FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 159;
 - (iii) Pièce B-0008;
 - (iv) Dossier R-4210-2022, pièce [B-0074](#), p. 10;
 - (v) [Bénéfices non énergétiques \(BNÉ\), rédigé par Dunsky Expertise en énergie pour la Régie de l'énergie](#), p. 3, 41 et 42;
 - (vi) [Guide de dépôt pour Énergir](#), p. 35 et 36.

Préambule :

(i) « En complément du Contrat, le Distributeur assumera les investissements requis pour permettre l'intégration du parc éolien, incluant l'ajout d'un système de stockage d'énergie (SSÉ) sur le site de la centrale de CAM, d'une capacité de 10 MW / 10 MWh.

Le Projet permettra de porter la proportion d'énergie renouvelable pour l'alimentation du réseau des IDLM d'environ 15 % (avec PEDDN) à environ 40 %.

(ii) « Un minimum de deux (2) groupes moteurs diesel sont maintenus en exploitation en tout temps, afin de maintenir l'inertie minimale requise pour assurer la stabilité du réseau et la réserve tournante pour compenser les fluctuations, parfois rapides et de forte amplitude, de la production éolienne. Pour permettre l'intégration du parc éolien de Grosse-Île, qui aura pour effet d'accentuer les fluctuations de la production éolienne, l'ajout d'un système de stockage est nécessaire. »

(iii) Données tirées de l'analyse économique (fichier Excel) :

	2025	2026	2027 et suivantes
Taux d'intégration	58,3 %	63,3 %	68,3 %
Charge auxiliaire et pertes associées aux systèmes de stockage (MWh)	460	1 838	1 838

(iv) « **Option 1 : optimisation du concept d'intégration**

Dans le cadre des études préliminaires, le Distributeur étudiera une première option visant à optimiser l'intégration de l'énergie éolienne qui offrira notamment la possibilité d'opérer la centrale à un seul groupe diesel ou convertie au GNL-R, selon le cas. Il s'agit d'une première piste d'optimisation en ce sens que le projet PEDGI prévoit, de son côté, un minimum de deux groupes en opération.

De façon préliminaire, ce scénario pourrait nécessiter l'ajout d'un compensateur synchrone et l'ajout d'un SSÉ supplémentaire. L'exploitation à un seul groupe permettrait d'accroître le taux d'intégration de l'énergie éolienne des parcs éoliens PEDDN et PEDGI. Par conséquent, les économies de combustible, et de réduction des émissions de GES qui y sont associées, seraient également accrues. De telles optimisations n'ont toutefois pas été considérées dans le projet initial PEDGI pour les motifs suivants.

D'abord, une approche par phases est plus prudente sur le plan opérationnel, et le concept d'optimisation est susceptible d'être mieux adapté s'il repose sur une certaine période d'observation du comportement du réseau, à la suite de l'intégration de PEDGI.

De plus, il aurait été impossible d'atteindre le seuil de rentabilité de tels investissements additionnels dans le cas d'un raccordement au moyen de câbles sous-marins, contexte dans lequel s'inscrivait les

Réponses à la DDR n° 1 de la Régie

discussions avec le promoteur de PEDGI. En effet, les bénéfices associés à l'optimisation du concept d'intégration seraient considérablement réduits une fois le réseau des IDLM raccordé au réseau intégré, puisque le raccordement permettrait déjà d'intégrer près de 100 % de l'énergie éolienne disponible. » [nous soulignons]

(v) « Dans son plan stratégique 2020-2025, la Régie de l'énergie a adopté une nouvelle vision : Contribuer à la transition énergétique et être reconnue pour son expertise, son efficacité et la qualité de ses décisions. Intégrer les bénéfices non énergétiques (BNÉ) et les externalités dans les processus réglementaires est essentiel pour prendre des décisions qui contribuent à la transition énergétique. Or, le Québec accuse un retard sur ce domaine par rapport à plusieurs autres juridictions au Canada et aux États-Unis.

Le cadre réglementaire en place permet à la Régie de mettre à jour ses pratiques et d'intégrer les BNÉ et les externalités. Pour contribuer à la transition énergétique, la Régie devra prendre action particulièrement pour intégrer la valeur des réductions de GES et les cibles du gouvernement du Québec.

Deux grandes avenues s'offrent à la Régie pour intégrer ces considérations spécifiquement dans le cadre d'analyse actuel :

Intégrer pleinement les BNÉ, dont les réductions de GES, permettrait à la Régie de faire une mise à niveau par rapport à d'autres juridictions plus avancées.

Regarder au-delà du cadre d'analyse : Modifier le cadre actuel pour s'aligner avec les objectifs des politiques énergétiques permettrait à la Régie de prendre un rôle de leader dans la mise en œuvre de la transition énergétique. [...] »

(vi) « Voici, à titre indicatif uniquement, quelques exemples de BNÉ :

Consommateurs	Société	Energir
Augmentation de la productivité	Réduction des émissions de gaz à effet de serre	Contribution aux efforts de décarbonation
Amélioration du confort	Amélioration de la qualité de l'air	Rehaussement de l'acceptabilité sociale du projet d'investissement
Augmentation de la valeur de la propriété	Développement économique et création d'emplois	

143. Alignement avec les objectifs des politiques énergétiques: lorsqu'applicable, décrire dans quelle mesure le projet est aligné avec les objectifs des politiques énergétiques du gouvernement du Québec ou est cohérent avec ses cibles de réduction de GES.

144. BNÉ associés au projet: lorsqu'applicable, décrire les BNÉ associés au projet. Par exemple, le projet entraîne-t-il une diminution nette des émissions de GES? Le cas échéant, fournir des informations relatives à la réduction totale de GES générée par la réalisation du projet.

145. Prise en compte des BNÉ : Décrire la manière dont les BNÉ associés au projet peuvent être pris en compte et ce, selon l'une des trois approches suivantes :

1. Valeur des BNÉ, telle qu'évaluée par Energir;

2. Un facteur d'ajustement générique pour tenir compte des BNE associés au projet, le cas échéant;
3. Toute autre approche qu'Énergir considère pertinente.

146. Appui financier : Préciser si le projet a fait l'objet d'un appui financier de la part du gouvernement du Québec ou d'un autre palier de gouvernement en vue de l'atteinte de cibles climatiques ou énergétiques gouvernementales, le cas échéant. »

Demands :

- 3.1 Veuillez décrire le SSÉ qu'Hydro-Québec prévoit ajouter sur le site de la centrale de Cap-aux-Meules (CAM) (référence (i)) de même que de son utilisation pour les fins de :

Réponse :

1 **Le Distributeur prévoit installer un SSÉ par batteries d'une capacité totale**
2 **utilisable de 10 MW et 10 MWh. L'installation inclura l'appareillage pour**
3 **raccorder le SSÉ au poste de Cap-aux-Meules et la télécommunication pour**
4 **pouvoir commander celui-ci à partir du système de conduite du réseau.**

- 3.1.1. la stabilité du réseau;

Réponse :

5 **La stabilité du réseau sera principalement assurée par les groupes de la**
6 **centrale de CAM qui fourniront la plus grande part de l'inertie du réseau,**
7 **essentielle pour maintenir la stabilité. Les principaux services attendus du SSÉ**
8 **sont l'atténuation des fluctuations rapides de la production éolienne et le**
9 **service de réserve tournante.**

10 **Dans une moindre mesure que les groupes de la centrale de CAM, le SSÉ**
11 **devrait avoir un certain impact sur la stabilité, avec une certaine contribution**
12 **dynamique lors d'événements sur le réseau. Le Distributeur prévoit par ailleurs**
13 **explorer la contribution du SSÉ en mode « grid forming » qui pourrait**
14 **potentiellement améliorer la robustesse du réseau. Comme ce type de fonction**
15 **à partir des SSÉ est un axe de développement relativement nouveau et que des**
16 **réglages inadéquats pourraient avoir des effets nuisibles, le Distributeur**
17 **s'assurera de collaborer étroitement avec le manufacturier du SSÉ pour une**
18 **intégration optimale adaptée au réseau.**

- 3.1.2. la fiabilité en puissance;

Réponse :

19 **La fiabilité en puissance ne fait pas partie des services motivant l'ajout du SSÉ**
20 **dans le cadre du projet PEDGI, mais le Distributeur évaluera la pertinence de**
21 **considérer une certaine contribution au bilan de puissance lorsque l'expérience**
22 **pratique en aura démontré l'impact réel. Comme mentionné à la section 6.3 de**
23 **la pièce HQD-3, document 2 ([B-0013](#)) dans le dossier R-4210-2022 :**

1 « [...] le Distributeur concentre ses efforts à l'utilisation des batteries pour
2 permettre et maximiser l'intégration d'énergie renouvelable. Il réévaluera
3 alors le potentiel de conjuguer les fonctionnalités d'écrêtage de pointe à
4 celle d'intégration d'énergie renouvelable ».

3.1.3. l'implantation de microréseaux à l'ensemble des IDLM.

Réponse :

5 Le SSÉ qui sera ajouté sur le site de la centrale de CAM est dimensionné pour
6 favoriser l'intégration de la production de PEDGI. Dans l'éventualité où
7 l'implantation de microréseaux à l'ensemble du réseau des IDLM était
8 envisagée, des études seraient requises afin d'évaluer la pertinence d'ajouter
9 une certaine capacité au SSÉ à la centrale de CAM, ou encore l'installation de
10 SSÉ décentralisés dans ces microréseaux.

3.2 Veuillez préciser qui assurera l'installation, l'intégration, l'opération et l'entretien du SSÉ.

Réponse :

11 Le Distributeur est responsable de l'installation, de l'intégration, de l'opération
12 et de l'entretien du SSÉ. Le Distributeur fera appel aux services du
13 manufacturier du SSÉ et à d'autres services externes, lorsque requis, pour
14 assurer une intégration adéquate et l'opération du SSÉ dans les années suivant
15 sa mise en service.

3.3 Veuillez élaborer sur la valeur retenue pour le taux d'intégration ainsi que pour la charge et les pertes associées au SSÉ (référence (iii)).

Réponse :

16 Le taux d'intégration de 68,3 %, estimé pour l'année 2027 et les années
17 subséquentes, correspond au pourcentage de l'énergie contractuelle de
18 75 200 MWh qui serait intégrée, selon les simulations d'exploitation réalisées
19 avec le simulateur OPERA. Ces simulations tiennent compte de la présence de
20 PEDDN et du SSÉ pour intégrer la production de PEDGI. Pour tenir compte de
21 la courbe d'apprentissage après la mise en service, le Distributeur a considéré
22 le taux d'intégration estimé de 68,3 % réduit de 10 % en 2025 et de 5 % en 2026.

23 La charge auxiliaire moyenne, qui correspond au système de chauffage, de
24 ventilation et de climatisation nécessaire au bon fonctionnement du SSÉ, est
25 estimée à 192 kW, pour une consommation annuelle estimée à 1 682 MWh. Les
26 pertes électriques, qui correspondent à l'utilisation prévue du SSÉ, sont quant
27 à elles estimées à 156 MWh, portant le total annuel à 1 838 MWh. La donnée de
28 460 MWh en 2025 correspond à l'estimation pour trois mois d'exploitation (25 %
29 de l'annuel).

- 3.4 Veuillez confirmer que la recharge du SSÉ se fera uniquement à partir du Parc éolien de Grosse-Île (PEDGI) et du Parc éolien Dunes du Nord (PEDDN), et non pas à partir de la centrale de CAM. Dans la négative, veuillez justifier (référence (i)).

Réponse :

1 **Le Distributeur ne peut le confirmer. Sur le plan technique, pour qu'une**
2 **recharge du SSÉ puisse être faite uniquement à partir de la production des**
3 **éoliennes de PEDGI et de PEDDN, il faudrait que ce SSÉ soit raccordé en aval**
4 **de leurs points de raccordement avec une fonction de blocage de recharge du**
5 **réseau. Par conséquent, le SSÉ devrait être localisé soit sur le site d'un de ces**
6 **deux parcs ou à un endroit différent, mais avec une ligne dédiée exclusivement**
7 **aux échanges entre le SSÉ et les éoliennes. Une telle solution, en plus d'être**
8 **contraignante, priverait le Distributeur d'autres avantages que pourraient**
9 **procurer le SSÉ en période de production éolienne faible ou nulle, comme**
10 **l'écrêtage de pointe, par exemple, au-delà du but premier de faciliter**
11 **l'intégration de l'énergie éolienne. Le Distributeur peut néanmoins confirmer**
12 **que le SSÉ est mis en place pour assurer l'optimisation de l'intégration de la**
13 **production éolienne et que la majorité des recharges se feront alors que les**
14 **parcs éoliens seront en production.**

- 3.5 Veuillez élaborer sur la possibilité d'ajouter dès maintenant un compensateur synchrone de même qu'un SSÉ supplémentaire, afin de permettre d'accroître le taux d'intégration de l'énergie éolienne des parcs éoliens PEDDN et PEDGI et l'exploitation de la centrale de CAM à un seul groupe (références (ii) et (iv)). Le cas échéant, veuillez commenter l'impact qu'aurait cette dernière avenue sur la rentabilité du projet.

Réponse :

15 **Le Distributeur estime qu'il serait plus prudent, tant sur le plan technique**
16 **qu'économique, de procéder par étapes avant d'ajouter un compensateur**
17 **synchrone et un SSÉ supplémentaires. Les besoins pourraient évoluer**
18 **dépendamment de l'impact de PEDGI (et du SSÉ proposé) sur le réseau des**
19 **IDLM et du scénario qui sera retenu pour la transition énergétique aux IDLM.**

20 **Rappelons d'abord que les discussions avec le Fournisseur, en vue d'ajouter**
21 **des éoliennes, ont été amorcées dans le contexte où le Distributeur prévoyait**
22 **le raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré au moyen de câbles**
23 **sous-marins. Dans un tel contexte, les investissements requis pour permettre**
24 **l'exploitation de la centrale de CAM à un seul groupe n'auraient pas pu être**
25 **rentabilisés à partir des économies supplémentaires. En effet, le régime**
26 **minimum de la centrale de CAM ne serait plus un facteur limitant l'intégration**
27 **éolienne en situation de réseau raccordé au réseau intégré. Par ailleurs, bien**
28 **que le projet de raccordement au réseau intégré soit maintenant suspendu pour**
29 **une période indéterminée, celui-ci n'est pas abandonné pour autant et, en cas**
30 **de reprise du projet, les quelques années de retard par rapport à l'échéancier**

1 initial ne suffiraient toujours pas à rentabiliser les investissements
2 supplémentaires.

3 Du point de vue technique, le Distributeur estime plus prudent de maintenir un
4 minimum de deux groupes diesel en opération dans une première phase, afin
5 d'atténuer les risques liés à l'augmentation substantielle de la puissance
6 éolienne. En plus d'atténuer les risques technico-économiques du projet, les
7 premiers mois d'exploitation suivant la mise en service de PEDGI permettront
8 d'observer le comportement du réseau avec une pénétration éolienne trois fois
9 plus élevée qu'actuellement. Ces observations permettront de valider, et de
10 corriger s'il y a lieu, les modèles de simulation dynamiques qui serviront à
11 concevoir le concept d'intégration optimisé, réduisant ainsi les risques
12 associés à cette phase d'optimisation.

13 Dans le cadre de l'étude préliminaire visant l'optimisation de la pénétration
14 éolienne qui sera lancée prochainement (voir à cet égard le dossier
15 R-4210-2022, pièce HQD-3, document 2.1 ([B-0074](#))), le Distributeur tentera de
16 raffiner le concept d'intégration à partir des seules observations de la
17 production de PEDDN. Selon les conclusions de cette étude, et surtout selon
18 l'analyse comparative des scénarios d'alimentation qui permettra au
19 Distributeur de recommander une nouvelle stratégie de conversion du réseau
20 des IDLM, un avant-projet visant l'optimisation de la pénétration éolienne
21 pourrait par la suite être initié. Cet avant-projet pourrait notamment inclure la
22 validation des modèles dynamiques à partir des observations de l'exploitation
23 de PEDGI avec un SSÉ, permettant ainsi d'optimiser le concept.

- 3.6 Tel qu'indiqué en référence (v), la Régie poursuit ses efforts visant à intégrer graduellement les bénéfices non énergétiques (BNÉ) et les externalités dans les processus règlementaires, ceci afin de pouvoir prendre des décisions qui contribueront à la transition énergétique au Québec. C'est également dans cette perspective qu'une sous-section spécifique pour les BNÉ a été ajoutée au Guide de dépôt d'Énergir, comme en témoigne la référence (vi). Considérant ce qui précède, veuillez élaborer sur les BNÉ qui pourraient résulter du présent projet et, si possible, quantifier l'impact de ces éventuels BNÉ dans la rentabilité du projet.

Réponse :

24 Parmi les BNÉ qui pourraient résulter du présent projet, le Distributeur
25 considère déjà dans l'analyse économique des valeurs pour la réduction des
26 émissions de GES (SPEDE prix plancher, et sensibilité sur prix moyen et
27 plafond) et pour la réduction des coûts de maintenance à la centrale de CAM.

28 Le Distributeur est d'avis que, dans la mesure où ils pourraient être quantifiés
29 selon une méthodologie reconnue, la considération d'autres BNÉ (tels que les
30 incidences favorables sur la qualité de l'air, la réduction du risque
31 environnemental [moins de combustible transporté et consommé], les

1 retombées économiques locales ou la création d'emplois) aurait un impact
2 positif sur la rentabilité du projet.

ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

4. **Référence :** Pièce [B-0004](#), p. 12.

Préambule :

« De plus, le Fournisseur a tenu des séances de consultation publique pour le projet de PEDGI à l'automne 2022 et très peu d'opposants au Projet se sont manifestés. »

Demandes :

4.1 Veuillez élaborer sur les démarches de consultation publique entreprises par le Fournisseur à l'automne 2022 pour le projet de PEDGI, en précisant, notamment :

4.1.1. La manière dont la population a été invitée à s'exprimer sur ce projet;

Réponse :

3 **Les démarches de consultation publique pour ce projet sont menées par le**
4 **Fournisseur. Il revient à ce dernier de les tenir.**

5 **La population a été invitée à prendre connaissance du projet de PEDGI et à**
6 **s'exprimer lors de portes ouvertes organisées par le Fournisseur à Cap-aux-**
7 **Meules les 4 et 5 octobre 2022. Les responsables des relations avec le milieu**
8 **de PEDGI ont indiqué au Distributeur qu'une trentaine de citoyens se sont**
9 **présentés à cette activité de portes ouvertes. Une autre activité de portes**
10 **ouvertes est également prévue les 24 et 25 mai prochain dans la même localité.**

4.1.2. Les résultats de ces démarches de consultations, notamment l'objet des oppositions au projet;

Réponse :

11 **Selon les informations obtenues du Fournisseur, la majorité des participants**
12 **aux portes ouvertes se disaient en faveur du projet et l'estimaient bénéfique**
13 **d'un point de vue environnemental. Ces participants semblaient également**
14 **satisfaits des retombées économiques éventuelles qui seraient créées par le**
15 **projet de PEDGI.**

16 **Des enjeux ont été soulevés en lien avec la conservation et l'impact du projet**
17 **sur le Corème de Conrad, les milieux humides et l'habitat naturel des oiseaux.**
18 **Certains citoyens demandaient également des clarifications sur le processus**
19 **d'obtention des autorisations gouvernementales.**

4.1.3. Le rôle et l'implication d'Hydro-Québec dans ces démarches de consultation.

Réponse :

1 Comme mentionné précédemment, il revient au Fournisseur de s'assurer de
2 l'acceptabilité sociale du projet. Le Distributeur agit à titre d'observateur de la
3 démarche. À ce titre, le Distributeur estime que le milieu accueille bien l'ajout
4 d'éoliennes dans le secteur. En 2020, le Distributeur avait d'ailleurs tenu des
5 consultations et effectué un sondage concernant la transition énergétique dans
6 le réseau des IDLM. Les résultats de ces exercices démontraient une position
7 favorable quant à la production éolienne dans le secteur de la Dune-du-Nord
8 (B-0204)². Par ailleurs, le Distributeur est ponctuellement invité au comité de
9 liaison, qui réunit le Fournisseur et les différentes parties prenantes
10 concernées par les projets éoliens (PEDDN et PEDGI), pour répondre aux
11 questions en lien avec les contraintes techniques et les bénéfices du projet.

4.1.4. Le cas échéant, l'opinion recueillie auprès de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine.

Réponse :

12 Le Distributeur est en communication constante avec la Communauté maritime
13 des Îles-de-la-Madeleine (CMIM). Le projet de PEDGI fait partie intégrante des
14 discussions et semble très bien accueilli par cette entité municipale, qui
15 cherche à réduire son empreinte environnementale. De plus, la CMIM, dans le
16 cadre de la modification de son schéma d'aménagement, a consulté la
17 population sur le projet et, encore une fois, aucune opposition significative n'a
18 été exprimée. Il est à noter également que PEDGI étant réalisé en partenariat
19 avec l'Alliance de l'énergie de l'Est, dont font partie la municipalité des Îles-de-
20 la-Madeleine et celle de Grosse-île, celles-ci recevront des redevances liées à
21 la production éolienne.

² Dossier R-4110-2019, pièce HQD-11, document 1 ([B-0204](#)), section 3.3.2.