

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC  
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4  
DE L'AHQ-ARQ**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE L'AHQ-ARQ À HQD****ANALYSES ÉCONOMIQUES**

1. **Référence :** B-0248, page 29, réponse 2.8.

**Préambule :**

« Les étapes complétées pour réaliser l'analyse probabiliste selon la méthode de simulation Monte-Carlo sont les suivantes :

1. Production de l'analyse économique pour chaque scénario

Analyse économique basée sur les hypothèses de base centrées. Les résultats apparaissent à la ligne « Estimation » de la figure 3 citée en référence (i).

2. Évaluation de la précision des données

Pour chaque rubrique de l'analyse économique et chacun des scénarios, la précision des données a été évaluée avec les experts internes, puis exprimée dans le tableau R-5.8 sous forme de variation Min et Max.

3. Production de l'analyse Monte-Carlo

Simulation pour chaque rubrique de l'analyse économique, basée sur la précision des données évaluée.

4. Regroupement des données et production des résultats

Résultats compilés tels que présentés à la figure 3 en référence (i) et au tableau 2 en référence (ii). » (Nous soulignons)

**Demande :**

1.1 Pour chacun des 15 scénarios pour lesquels le Distributeur a produit une analyse économique, tel que mentionné à la référence, veuillez fournir ladite analyse économique détaillée sous forme de fichier Excel avec formules apparentes.

**Réponse :**

1 **Voir le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce**  
2 **HQD-12-11.02.xlsx. Le fichier est composé de trois onglets. L'onglet**  
3 **« Économique », pour les paramètres, les flux monétaires (en dollars courants)**  
4 **et les valeurs actualisées par scénario, l'onglet « Sources d'énergie », pour les**  
5 **flux (en quantité et en dollars courants) de la contribution des différentes**  
6 **sources d'énergie par scénario et l'onglet « GES », pour le calcul des émissions**  
7 **de GES par source d'énergie et par scénario.**

---

## INCERTITUDES POUR LA SIMULATION MONTE CARLO

2. **Référence :** B-0248, page 30, tableau R5.8.

**Préambule :**

Le tableau R5.8 présente la précision des données de chaque scénario pour les simulations Monte Carlo.

**Demandes :**

2.1 Veuillez expliquer comment les achats d'électricité pourraient être de -40 % pour les scénarios S3 et S4, selon ce qui apparaît à la référence.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 3.2.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**  
2 **FCEI à la pièce HQD-12, document 6.**

2.2 Veuillez justifier que la précision des investissements de 92 % pour le scénario S3 soit inférieure à la précision des investissements des scénarios éoliens S7 et S8, selon ce qui apparaît à la référence.

**Réponse :**

3 **L'estimation des coûts par scénario et leur exposition au risque sont le fruit**  
4 **d'une méthode éprouvée des équipes de spécialistes en estimation,**  
5 **planification et risques de projet d'Hydro-Québec.**

6 **Pour chaque item de coût, les spécialistes forment un consensus sur les coûts**  
7 **probables, minimum et maximum. Ces valeurs sont reflétées en dollars ou en**  
8 **pourcentage par rapport à l'estimation (ou la valeur découlant de l'analyse**  
9 **économique), comme présenté au tableau R-5.8.**

10 **Une simulation Monte Carlo permet ensuite l'analyse de l'exposition au risque.**  
11 **Pour chaque item, celle-ci utilise une fonction triangulaire, entre l'estimation**  
12 **probable, minimum et maximum. Le simulateur effectue 1 000 simulations**  
13 **aléatoires, qui permettent de produire des distributions probabilistes de coûts**  
14 **pour chaque scénario. Les valeurs min (P=0 %), P=25%, médiane, P=75% et max**  
15 **(P=100 %) de la figure R 5.2.2 sont issues de cette analyse.**

16 **Chaque scénario étudie une solution particulière avec un ensemble spécifique**  
17 **de filières énergétiques et d'items de coûts. Ainsi, la pondération des**  
18 **investissements par filière est propre à chaque scénario. La précision des**  
19 **investissements par scénario dépend de cette pondération.**

20 **La valeur estimation correspond au résultat d'une analyse déterministe alors**  
21 **que la médiane correspond à une analyse statistique. Par construction, la**  
22 **médiane tient en compte l'exposition aux risques.**

---

**SCÉNARIO DE CÂBLES SOUS-MARINS VIA LA GASPÉSIE (S-3)**

3. **Références :** (i) B-0248, pages 10 et 11, réponse 2.6;  
(ii) B-0204, page 25, tableau 2;  
(iii) B-0009, pages 45 et 46.

**Préambule :**

- (i) « [...] »

*En ce qui concerne le scénario S-3, d'un point de vue planification, le Distributeur a considéré l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la demande de puissance (GDP) pour le réseau intégré, en raison de l'importance du coût additionnel associé à l'impact de la charge du réseau des IDLM sur le bilan de puissance du réseau intégré. L'analyse de ce scénario a démontré l'avantage économique de cette approche, en comparaison avec le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré.*

*Bien qu'aucun autre moyen de GDP, comme notamment la tarification dynamique ou Hilo, n'ait actuellement été considéré dans le cadre de l'analyse, le Distributeur estime qu'en pratique, il pourra toujours privilégier d'autres moyens de GDP afin de réduire l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules, si de tels moyens s'avèrent économiquement plus avantageux. En ce sens, les scénarios S-2 et S-3 constituent en fait un seul et même projet qui ne diffère que dans la façon d'exploiter la centrale de Cap-aux-Meules. En effet, son utilisation comme moyen de GDP, pour 100 heures par année, apparaît en ce moment plus économique que le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré. Le Distributeur rappelle néanmoins que, dans sa gestion opérationnelle des approvisionnements, plusieurs facteurs sont pris en compte pour déterminer l'utilisation des différents moyens de GDP, notamment les stratégies mises en place pour combler les besoins à approvisionner, l'état de l'inventaire des bâtonnets patrimoniaux et les caractéristiques propres à chacun des différents moyens, en fonction des besoins du réseau intégré. À titre d'exemple, si des solutions telles que la production solaire distribuée avec stockage et une option de GDP étaient déployées tant aux IDLM qu'ailleurs sur le réseau intégré, celles-ci pourraient être appelées en priorité par rapport à la centrale de Cap-aux-Meules si cette solution se révélait plus avantageuse au moment où le Distributeur en avait besoin pour satisfaire la demande. » (Nous soulignons)*

- (ii) Le tableau 2 présente la ventilation des coûts selon la médiane en M\$ actualisés 2021 pour 15 scénarios différents.
- (iii) « *La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du Nouveau-Brunswick est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de NB Power, même si l'interconnexion a un potentiel maximal d'importation de 785 MW. Comme le profil des besoins de ce réseau est similaire à celui du Québec, les surplus sont souvent faibles lors des périodes de charge importante au Québec.*

*De plus, la capacité d'importer de l'énergie est parfois réduite en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne. La situation est analysée en continu par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure. La mise en service de la ligne Chamouchouane Boût-de-l'île pourrait réduire ou éliminer cette contrainte. Les études du Transporteur en prévision de l'hiver 2019-2020 permettront d'en apprendre davantage et de revoir éventuellement les possibilités d'importation via ce chemin.*

*La contribution en provenance de l'interconnexion NB-HQT est donc variable et confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la précède.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 3.1** Veuillez fournir l'analyse chiffrée qui a démontré l'avantage économique de l'approche d'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la demande de puissance (GDP) pour le réseau intégré, en comparaison avec le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré, tel que mentionné à la référence (i). Veuillez indiquer le taux de réserve qui a été appliqué à ce moyen et en justifier le choix.

**Réponse :**

1 **Pour l'avantage économique, voir le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel**  
2 **comme pièce HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Économique ».**

3 **Concernant le taux de réserve, le Distributeur a pris en compte une puissance**  
4 **maximale disponible de la centrale de Cap-aux-Meules à 90 % de sa capacité**  
5 **totale sur la base du critère de fiabilité (N - 1) X 90 %, en considérant le lien**  
6 **câblé indisponible. Dans le cadre de l'analyse économique, le Distributeur a**  
7 **considéré que le lien câblé serait unidirectionnel<sup>1</sup>, et que l'utilisation de la**  
8 **centrale comme moyen de GDP serait limitée à l'alimentation de la charge locale**  
9 **du réseau des IDLM. Pour ces raisons, et considérant le fait qu'aucune**  
10 **contrainte ou modalité ne serait imposée pour l'utilisation de la centrale, aucun**  
11 **taux de réserve n'a été pris en compte dans l'analyse.**

- 3.2** Veuillez indiquer où se retrouve, dans le tableau 2 de la référence (ii), la valeur de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la demande de puissance (GDP) pour le réseau intégré et indiquer la valeur qui est incluse au tableau.

**Réponse :**

12 **D'abord, le Distributeur réfère l'intervenant au tableau R-3.1 de la réponse à la**  
13 **question 3.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce**  
14 **HQD-12, document 7, qui corrige une coquille apparaissant au tableau 2 de la**  
15 **référence (ii).**

16 **En comparant le scénario S-3 au scénario S-2 du tableau R-3.1 de la pièce**  
17 **HQD-12, document 7, les écarts associés à l'utilisation de la centrale comme**  
18 **moyen de GDP sont :**

- 19 • **Entretien : +3 M\$ actualisés 2021 ;**
- 20 • **Exploitation – Carburant : +59 M\$ actualisés 2021 ;**
- 21 • **Achats élect. Réseau : -135 M\$ actualisés 2021.**

---

<sup>1</sup> Dans les faits, le concept de raccordement actuellement examiné permet un lien bidirectionnel, de sorte que la centrale de Cap-aux-Meules pourrait techniquement produire plus que la charge locale, et injecter une puissance vers le réseau intégré. Cette possibilité n'a toutefois pas été retenue dans le cadre de l'analyse.

1 Il est à noter que le tableau R-3.1 présente également de faibles écarts pour les  
2 rubriques « Croissance » et « Pérennité ». Dans ces cas, il s'agit d'erreurs  
3 induites dans la ventilation des coûts à la médiane, qui sont répartis  
4 proportionnellement à la ventilation des coûts à l'estimation (ou coûts  
5 provenant de l'analyse économique). Il en résulte que la répartition des coûts à  
6 la médiane est imparfaite. La répartition des coûts selon l'estimation est  
7 toutefois présentée dans le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme  
8 pièce HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Économique ».

3.3 Veuillez indiquer le temps de démarrage de la centrale de Cap-aux-Meules pour diverses situations, p. ex. démarrage à froid ou non.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 6.5 de la demande de renseignements n° 10 de la  
10 Régie à la pièce HQD-12, document 1 (B-0248), dans laquelle il est précisé que  
11 le délai de démarrage en mode réserve fera partie des sujets qui feront l'objet  
12 d'une analyse détaillée, dont les résultats devraient être connus d'ici la fin de  
13 l'année 2022.

14 À titre indicatif, le délai de démarrage actuel d'un moteur préchauffé est  
15 d'environ six minutes.

3.4 Veuillez indiquer les contraintes d'exploitation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la puissance sur le réseau intégré, p. ex. nombre d'heures minimal d'utilisation consécutive, nombre d'heures minimal entre deux utilisations, etc.

Réponse :

16 Comme mentionné en réponse à la question 3.3, ces éléments techniques  
17 devraient également être précisés dans le cadre de l'analyse détaillée en cours  
18 d'année.

19 À titre indicatif et de façon préliminaire, le Distributeur n'anticipe pas de  
20 contrainte significative quant au nombre d'heures minimal d'utilisation  
21 consécutive ou quant au nombre d'heures minimal entre deux utilisations.

3.5 Veuillez indiquer sur quelle base le Distributeur a supposé une utilisation de 100 heures par année comme moyen de GDP sur le réseau intégré de la centrale Cap-aux-Meules et indiquer si l'utilisation pourrait être de moins de 100 heures ou de plus de 100 heures pour une année donnée.

Réponse :

22 Pour les fins de l'analyse et de la planification de long terme, le Distributeur a  
23 déterminé l'utilisation de 100 heures sur la base du nombre d'heures de  
24 disponibilité minimal requis pour assurer une contribution significative d'un

1            **moyen de GDP au bilan de puissance. Ce nombre d'heures pourrait en pratique**  
2            **être plus ou moins élevé pour une année donnée, en fonction des besoins réels**  
3            **du réseau intégré.**

**3.6**      Veuillez indiquer si le Distributeur a tenu compte des contraintes de transport dans la région de Gaspésie décrites à la référence (iii) dans le calcul de la valeur de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la demande de puissance (GDP) pour le réseau intégré. Dans l'affirmative, veuillez indiquer l'hypothèse utilisée et son effet sur la valeur. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.

**Réponse :**

4            **Le Distributeur n'a tenu compte d'aucune contrainte de transport dans la région**  
5            **de la Gaspésie dans le calcul de la valeur de l'utilisation de la centrale de Cap-**  
6            **aux-Meules comme moyen de GDP. Cette utilisation prévoit que la centrale de**  
7            **Cap-aux-Meules alimentera la charge du réseau des IDLM et non pas le réseau**  
8            **intégré. Du point de vue du réseau de transport de la Gaspésie, cette utilisation**  
9            **se traduira par une simple diminution de l'énergie transitée pour l'alimentation**  
10           **du réseau des IDLM, ce qui n'entraînera donc aucune contrainte pour celui-ci.**

**4.      Référence :** B-0248, page 20, réponse 4.2.

**Préambule :**

*« 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)

**Demandes :**

**4.1**      Veuillez indiquer le nombre de rencontres qui se sont tenues en septembre 2021 et en novembre 2021, tel que mentionné à la référence.

**Réponse :**

11           **Les rencontres tenues par Hydro-Québec en septembre et novembre 2021 sont**  
12           **présentées au tableau R-4.1.**



**TABLEAU R-4.1 :**  
**RENCONTRES TENUES EN SEPTEMBRE ET NOVEMBRE 2021**

<b>Date de la rencontre</b>	<b>Public cible</b>	<b>Nombre de personnes présentes</b>
<b>7 septembre 2021</b>	<b>Ensemble des employés de la centrale des Îles-de-la-Madeleine</b>	<b>Environ 60</b>
	<b>Conseil des élus de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine et la Commission consultative sur les enjeux énergétiques</b>	<b>10</b>
<b>8 novembre 2021</b>	<b>Gestionnaires de la centrale des Îles-de-la-Madeleine</b>	<b>8</b>
	<b>Maire et directrice générale de la Municipalité des Îles-de-la-Madeleine</b>	<b>2</b>
	<b>Rencontre de type portes ouvertes offerte à l'ensemble des employés de la centrale des Îles-de-la-Madeleine</b>	<b>1</b>
<b>9 novembre 2021</b>	<b>Groupes environnementaux des Îles-de-la-Madeleine, sont invités AMSEE, Comité ZIP des Îles, et Attention Fragiles</b>	<b>3</b>
	<b>Député des Îles-de-la-Madeleine et son attaché politique</b>	<b>2</b>
	<b>Les directions de l'urbanisme et des travaux publics de la Municipalité des Îles-de-la-Madeleine</b>	<b>3</b>
	<b>Rencontre de type portes ouvertes pour les pêcheurs et la population</b>	<b>15</b>
<b>10 novembre 2021</b>	<b>La députée fédérale de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, Diane Lebouthillier, et son attaché politique, Thierry Haroun</b>	<b>2</b>
	<b>Ville de Percé</b>	<b>1</b>
	<b>Rencontre de type portes ouvertes pour les pêcheurs et la population de la Gaspésie</b>	<b>12</b>
<b>11 novembre 2021</b>	<b>Le directeur général de Nergica, Frédéric Côté</b>	<b>1</b>
	<b>Regroupement des pêcheurs propriétaires du sud de la Gaspésie</b>	<b>3</b>
<b>18 novembre 2021</b>	<b>Association des capitaines-proprétaires de la Gaspésie</b>	<b>1</b>
<b>25 novembre 2021</b>	<b>Pêches et Océans Canada, secteur Îles-de-la-Madeleine</b>	<b>2</b>

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 :**

1 **Comme plus amplement démontré par le tableau R-4.1 fourni en réponse à la**  
2 **question 4.1, plus de deux rencontres se sont tenues auprès de personnes ou**  
3 **organismes durant les mois mentionnés. Voir également la réponse à la**  
4 **question 4.1 pour le nombre de personnes ou d'organismes rencontrés.**

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

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

5. **Référence :** B-0248, page 23, lignes 17 à 19.

**Préambule :**

*« Achat électr. au réseau : Coûts associés aux achats d'électricité requis sur le réseau intégré, pour alimenter la charge des IDLM pour les scénarios de raccordement. »*

**Demande :**

5.1 Veuillez fournir, pour le scénario S-3, le calcul détaillé et les intrants utilisés pour la détermination du coût des achats d'électricité dont il est question à la référence.

**Réponse :**

14 **Voir le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce HQD-12-11.02,**  
15 **onglets « Économique » et « Sources d'énergie ».**

6. **Référence :** B-0248, pages 26 et 27, réponse 5.4.1.

**Préambule :**

*« Les scénarios de raccordement via la Gaspésie n'incluent pas d'investissements dans le réseau de transport autres que ceux inhérents à la mise en place de la ligne reliant Gaspé au réseau des IDLM. Cependant, le Transporteur précise qu'au cours de la phase projet, des travaux mineurs dans plusieurs postes du réseau de transport en Gaspésie nécessaires à l'intégration du convertisseur au poste de Percé pourraient être identifiés. Ils seront précisés lorsque les caractéristiques détaillées du convertisseur seront connues à la suite du début de la phase projet. » (Nous soulignons)*

**Demandes :**

**6.1** Veuillez fournir un ordre de grandeur du coût des « travaux mineurs » dont il est question à la référence.

**Réponse :**

1            **Les travaux en question n'étant pas définis de manière précise, aucune**  
2            **estimation n'est disponible. Les travaux mineurs concernent surtout les**  
3            **systèmes de protection et de contrôle des postes de transport en Gaspésie.**

**6.2** Veuillez justifier de ne pas avoir imputé les coûts de l'intégration d'une charge additionnelle au réseau de transport, par exemple en imputant au projet de raccordement via la Gaspésie les signaux de coûts évités de transport applicables.

**Réponse :**

4            **Le Distributeur précise que le signal de coût évité en énergie de long terme**  
5            **utilisé dans le cadre de l'analyse, soit 8,4 ¢/kWh (\$ 2020) indexé à l'inflation,**  
6            **inclut les coûts de transport. En effet, ce coût évité se décompose en 6,2 ¢/kWh**  
7            **(\$ 2020) pour la fourniture à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et**  
8            **d'équilibrage de 2,2 ¢/kWh (\$ 2020).**

**7. Référence :** B-0248, page 28, demande 5.7.

**Préambule :**

*« À partir des données figurant au Tableau 2 de la référence (ii), la Régie présente dans le tableau qui suit les coûts d'exploitation des différents scénarios en ordre croissant. Ces coûts varient de 96 M\$ (Statu quo et S3) à 629 M\$ (S13).*

	S3	S1	S11	S12	S7	S8	S8	S	S19 GNL-R	S19 GNL-R	S10	S17 GNL-R	S8 GNL-R	S1	S13
	Raccord (Plan) entre S-GP	Statu quo	Scénario 10 MW	Scénario 20 MW	Coût 13, MW (Statu quo)	Coût 20,8 MW (Statu quo)	Coût scénario 20 MW	Raccord (Plan) (Statu quo)	Coût 20,8 MW	Coût 13, MW	Coût scénario 80 MW	Coût 13, MW	Coût 10 MW	Scénario 70 MW (Statu quo)	Scénario 105 MW (Statu quo)
Exploitation	96	96	105	113	117	13	218	261	275	283	300	301	321	66	629

*5.7 Afin de comprendre la variabilité des coûts d'exploitation, veuillez préciser la nature de ces coûts pour chacun des scénarios.*

**Réponse :**

*La nature des coûts d'exploitation par scénario est la suivante.*

*S-1 : Matériel et main-d'oeuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM.*

*S-3 : Matériel et main-d'oeuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM (incluant le poste convertisseur). » (Nous soulignons)*

**Demande :**

**7.1** Veuillez justifier que les scénarios S-1 et S-3 ont les mêmes coûts d'exploitation de 96 M\$ alors que le scénario S-3 doit en plus inclure l'exploitation du poste convertisseur.

**Réponse :**

1           **Dans le cadre de l'analyse paramétrique des coûts d'exploitation, le**  
2           **Distributeur a retenu de façon préliminaire que l'augmentation de la charge**  
3           **associée à l'ajout du poste convertisseur pour le scénario S-3 serait compensée**  
4           **par la diminution de la charge associée à l'utilisation réduite de la centrale de**  
5           **Cap-aux-Meules.**

**8. Références :** (i) B-0204, page 12, ligne 29, à page 13, ligne 2;  
(ii) R-4167-2021, B-0006, page 33, tableau 8.

**Préambule :**

(i) « La centrale actuelle serait utilisée lors des indisponibilités du lien câblé, et périodiquement aux fins de la maintenance des moteurs diesel. Les hypothèses retenues pour l'indisponibilité des câbles sont de 2 % des heures annuelles et, pour la maintenance périodique, de 8 heures de fonctionnement pour chacun des moteurs de la centrale thermique par période de trois mois. » (Nous soulignons)

(ii)

**Tableau 8**  
**Disponibilité de service aux interconnexions**

2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne 5 ans
81,9 %	83,5 %	87,0 %	93,3 %	91,6 %	87,5 %

**Demandes :**

**8.1** Veuillez justifier l'hypothèse retenue pour l'indisponibilité des câbles de 2 % des heures annuelles, tel que mentionné à la référence (i), notamment en fournissant des statistiques provenant de balisages de performances de câbles comparables.

**Réponse :**

6           **Le raccordement par câbles sera unique dans le réseau d'Hydro-Québec et ne**  
7           **peut être comparé aux interconnexions actuelles. En effet, aucune**  
8           **interconnexion actuelle :**

- 9           • n'est composée d'un circuit à courant continu exclusivement souterrain
- 10          ou sous-marin ;
- 11          • ne présente un profil d'utilisation s'apparentant à une demande
- 12          résidentielle.

1 De plus, peu de données sont disponibles sur des câbles semblables ailleurs  
2 dans le monde. Plusieurs éléments permettent de juger que les défauts sur les  
3 câbles seront très rares :

- 4 • La protection physique des câbles sous-marins sera conçue de façon à  
5 réduire très fortement la probabilité des événements de perte des câbles  
6 dus aux agressions externes ;
- 7 • L'absence de joint sur toute la longueur sous-marine devrait rendre les  
8 défauts internes très rares.

9 Les convertisseurs nécessiteront des périodes d'arrêts pour en effectuer la  
10 maintenance, mais ils seront conçus de manière à réduire le nombre de pannes  
11 en cas de bris ainsi que leurs durées. L'hypothèse d'indisponibilité de 2 % du  
12 lien câblé est la meilleure hypothèse disponible pour réaliser la comparaison  
13 des scénarios en fonction des périodes de maintenance planifiées sur les  
14 convertisseurs ainsi que des efforts exceptionnels déployés afin de réduire le  
15 nombre de bris et la durée des pannes.

8.2 Veuillez justifier l'hypothèse retenue pour l'indisponibilité des câbles de 2 % des heures annuelles, tel que mentionné à la référence (i), dans un contexte où l'ensemble des autres interconnexions d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») montrent une indisponibilité qui est plutôt de l'ordre de 12.5 %.

Réponse :

16 Voir la réponse à la question 8.1.

## AUTRES SCÉNARIOS ÉTUDIÉS

9. **Références :** (i) B-0248, pages 6 et 7, demande 2.1;

(ii) B-0204, page 25, tableau 2.

Préambule :

- (i) « Le projet de raccordement des Iles-de-la-Madeleine (IDL M) à la Gaspésie prévoit l'utilisation de deux câbles sous-marins, d'environ 225 km à courant continu, d'une capacité de 80 MW, avec une portion souterraine jusqu'aux postes de Cap-aux-Meules et de Percé, avec l'ajout de postes convertisseurs aux deux extrémités.

L'option de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse prévoit l'utilisation d'un câble sous-marin d'environ 115 km à courant alternatif avec une portion souterraine de la berge jusqu'aux postes de Cap-aux-Meules et de Chéticamp, en Nouvelle-Écosse.

2.1 Veuillez élaborer sur les raisons qui ont poussé le Transporteur à considérer deux types d'infrastructure de Transport différents pour ces deux scénarios de raccordement.

Réponse :

De façon générale, les deux technologies de raccordement, tant à courant continu qu'alternatif, présentent chacune des avantages et des inconvénients sur divers plans. Les câbles à courant alternatif nécessitent des équipements de compensation réactive tandis que les câbles à courant continu nécessitent des convertisseurs.

Dans le cas des câbles à courant alternatif, les équipements de compensation réactive sont dimensionnés non seulement selon la puissance à transporter, mais également en fonction de la longueur à franchir. En pratique, pour une capacité donnée, il existe même une longueur pour laquelle l'importance de la variation en tension dans le câble rend la solution en courant alternatif non praticable. Dans le cas des câbles à courant continu, les convertisseurs sont généralement dimensionnés uniquement en fonction de la puissance à transporter.

Puisque les convertisseurs à courant continu sont généralement assez dispendieux, le courant alternatif s'avère ainsi plus intéressant pour de courtes distances. Toutefois, plus la distance à franchir augmente, plus la solution à courant continu devient compétitive. Le coût unitaire généralement plus élevé des câbles à courant alternatif favorise également le courant continu pour les longues distances. » (Nous soulignons)

- (ii) Pour le scénario S3 de raccordement des IDLM à la Gaspésie, le tableau 2 montre des coûts de croissance de 1 059 M\$, des coûts de pérennité de 106 M\$ et une valeur résiduelle de 9 M\$. Pour le scénario S4 de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse, le tableau 2 montre des coûts de croissance de 1 078 M\$, des coûts de pérennité de 105 M\$ et une valeur résiduelle de 30 M\$.

#### **Demandes :**

- 9.1** Veuillez indiquer la capacité en MW du câble sous-marin de l'option de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse dont il est question à la référence (i). Dans le cas où cette capacité serait différente de celle des câbles du projet de raccordement des IDLM à la Gaspésie, soit 80 MW, veuillez expliquer la raison de cette différence.

#### **Réponse :**

1 **Le développement d'un scénario vers la Nouvelle-Écosse aurait également**  
2 **requis un lien câblé d'une capacité minimale de 80 MW.**

- 9.2** Veuillez expliquer pourquoi les coûts de croissance et de pérennité du scénario S4 présentés à la référence (ii), avec environ la moitié de la distance et la moitié du nombre de câbles selon la référence (i), sont du même ordre de grandeur que ceux du scénario S3.

#### **Réponse :**

3 **D'abord, le Distributeur rappelle que tous ces coûts sont de niveau**  
4 **paramétrique. Le coût des investissements pour le raccordement à partir de**  
5 **Percé (scénarios S-2 et S-3), est estimé comme suit, excluant les coûts**  
6 **antérieurs à 2021 :**

- 1 • [REDACTED] pour la portion ligne (câbles sous-marins et
- 2 souterrains);
- 3 • [REDACTED] pour la portion postes (convertisseurs, appareillage
- 4 et départs de lignes);

5 Le coût total des investissements pour le raccordement correspond à 869,9 M\$  
6 actualisés 2021.

7 Le coût des investissements pour le raccordement à partir de la Nouvelle-  
8 Écosse (scénario S-4) est estimé comme suit :

- 9 • Pour la portion ligne,
  - 10 ○ Ligne aérienne en Nouvelle-Écosse – [REDACTED];
  - 11 ○ Câbles sous-marins – [REDACTED].
- 12 • Pour la portion postes,
  - 13 ○ Systèmes de compensation dynamique – [REDACTED];
  - 14 ○ Appareillage et départs de lignes aux deux extrémités –
  - 15 [REDACTED].

16 Le coût total de ces investissements correspond à 795,4 M\$ actualisés 2021.

17 Le coût estimé des investissements n'est pas nécessairement proportionnel à  
18 la longueur des câbles à installer. Voici quelques éléments expliquant cette  
19 situation :

- 20 • Plusieurs étapes des travaux, telles que la mobilisation des
- 21 équipements et les transitions terre-mer, ne sont pas affectées par la
- 22 longueur du raccordement ;
- 23 • Le câble à courant alternatif permettant un raccordement par la
- 24 Nouvelle-Écosse aurait été, en fait, un assemblage de trois câbles, dont
- 25 le coût unitaire est plus élevé que les deux câbles à courant continu
- 26 considérés pour le raccordement à partir de Percé ;
- 27 • La teneur des fonds marins et l'approche de la côte en Nouvelle-Écosse
- 28 semblent moins favorables à l'installation de câbles qu'entre Percé et le
- 29 réseau des IDLM, augmentant par conséquent le coût lié à leur
- 30 installation et à leur protection ;
- 31 • Les équipements nécessaires au branchement au réseau à courant
- 32 alternatif de chaque extrémité ne sont pas les mêmes que pour le
- 33 scénario privilégié à courant continu ;
- 34 • Des renforcements de réseau sont requis afin d'assurer un service de
- 35 transport fiable et un maintien adéquat de la tension tant du côté de la

1 **Nouvelle-Écosse que du côté du réseau des IDLM (voir les coûts**  
2 **présentés ci-dessus pour le système de compensation actif et la ligne**  
3 **aérienne en Nouvelle-Écosse).**

**9.3** Veuillez expliquer la différence entre les valeurs résiduelles des deux scénarios tel que mentionné à la référence (ii).

**Réponse :**

4 **Le lien câblé du scénario S-3 est mis en service en 2027 alors que celui du**  
5 **scénario S-4 est mis en service en 2029, ce qui explique l'écart de valeurs**  
6 **résiduelles entre les deux scénarios. Il est à noter qu'une coquille était présente**  
7 **dans la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), page 13, ligne 12.**

**9.4** Relativement à la référence (i), veuillez indiquer, pour une capacité de 80 MW, quelle est la longueur pour laquelle l'importance de la variation en tension dans le câble rend la solution en courant alternatif non praticable.

**Réponse :**

8 **À ce stade des analyses, la solution préconisée pour un raccordement à Percé,**  
9 **sur une distance d'environ 225 km, implique des convertisseurs à courant**  
10 **continu. L'avant-projet en cours permettra de mieux définir la solution de**  
11 **raccordement retenue. Les estimations paramétriques concernant le coût des**  
12 **câbles et des équipements de postes spécifiques à la technologie utilisée**  
13 **(convertisseurs pour le courant continu, compensation réactive pour le courant**  
14 **alternatif) montrent un écart en faveur de la solution à courant continu, sans**  
15 **que la faisabilité de la solution à courant alternatif ne soit démontrée.**

16 **Un tel raccordement en courant alternatif serait difficilement réalisable. En effet,**  
17 **les variations de tension seraient telles, dans le câble, que ce dernier devrait**  
18 **être isolé à une tension supérieure à celle d'exploitation à chaque extrémité. Le**  
19 **contrôle de la tension dans les postes serait également complexe et**  
20 **nécessiterait de la compensation réactive fixe et dynamique. Ces phénomènes**  
21 **pourraient compromettre la faisabilité du raccordement en courant alternatif et**  
22 **des études techniques approfondies seraient nécessaires avant de lancer un**  
23 **tel avant-projet.**

**9.5** Relativement à la référence (i), veuillez indiquer, pour la capacité du câble sous-marin de l'option de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse, quelle est la longueur pour laquelle l'importance de la variation en tension dans le câble rend la solution en courant alternatif non praticable.

**Réponse :**

24 **Les informations disponibles à ce jour indiquent qu'un raccordement par la**  
25 **Nouvelle-Écosse sur une distance d'environ 115 km en courant alternatif serait**



1 plus économique qu'un raccordement en courant continu. Un avant-projet  
2 aurait permis de préciser la solution technique de raccordement. Les  
3 estimations paramétriques concernant le coût des câbles et des équipements  
4 de postes spécifiques à la technologie utilisée (convertisseurs pour le courant  
5 continu, compensation réactive pour le courant alternatif) montrent un écart  
6 entre les solutions de l'ordre de 10 à 15 % en faveur du courant alternatif.

9.6 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer à partir de quelle distance le courant alternatif ne s'avère plus intéressant et la solution à courant continu devient compétitive.

Réponse :

7 Hydro-Québec ne dispose pas de cette information, puisque seuls les points de  
8 raccordement au Québec et en Nouvelle-Écosse ont été étudiés.

9.7 Veuillez fournir un ordre de grandeur des coûts de croissance dans le cas d'un raccordement des IDLM à la Gaspésie avec une solution en courant alternatif.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 9.4.

9.8 Veuillez fournir un ordre de grandeur des coûts de croissance dans le cas d'un raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse avec une solution en courant continu.

Réponse :

10 Voir la réponse à la question 9.5.

10. Référence : B-0248, pages 9 et 10, réponse 2.5.

Préambule :

« 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. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

**10.1** Veuillez définir ce que le Distributeur entend par le « taux de pénétration en énergie » dont il est question à la référence et préciser du taux de pénétration de quels équipements il est question.

**Réponse :**

1 **L'expression « taux de pénétration en énergie », utilisée par le Distributeur,**  
2 **désigne le rapport entre la quantité d'énergie éolienne intégrée au réseau des**  
3 **IDLM et la charge totale de celui-ci sur une période donnée.**

**10.2** Veuillez décrire la méthode de simulation dont il est question à la référence pour « optimiser » le taux de pénétration en énergie, de même que les hypothèses et intrants utilisés pour cette simulation, notamment en termes d'historiques de vents, le cas échéant.

**Réponse :**

4 **Le Distributeur a utilisé le simulateur OPERA, développé par l'Institut de**  
5 **Recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Ce simulateur permet de simuler**  
6 **l'exploitation d'un réseau autonome, selon diverses combinaisons de sources**  
7 **de production (groupes diesels, éoliennes, panneaux solaires et autres), de**  
8 **systèmes de stockage, et d'autres éléments s'il y a lieu. Ces simulations**  
9 **permettent notamment de quantifier, pour chacune des combinaisons**  
10 **considérées, les quantités d'énergie produites par chaque source, la**  
11 **consommation de combustible et les heures de fonctionnement des moteurs,**  
12 **qui servent d'intrants pour l'analyse économique.**

13 **Les principaux intrants de ces simulations sont :**

- 14 • **Le nombre de groupes diesel de la centrale de Cap-aux-Meules, leur**  
15 **courbe de rendement et leurs caractéristiques techniques (puissance**  
16 **maximale, régime minimum, délai de démarrage, nombre minimal en**  
17 **fonctionnement et autres) ;**
- 18 • **Le nombre d'éoliennes considéré, avec leur courbe de puissance ;**
- 19 • **La vitesse du vent et la densité de l'air, basées sur la campagne**  
20 **anémométrique réalisée dans le cadre de l'appel de propositions**  
21 **A/P 2015-01 pour la production éolienne dans le réseau des IDLM ;**
- 22 • **Le nombre et les caractéristiques des systèmes de stockage.**

23 **L'optimisation dont il est question à la référence consistait à réaliser des**  
24 **simulations avec plusieurs combinaisons quant à la capacité des systèmes de**

1 stockage. Ces simulations ont ainsi permis de montrer une amélioration de la  
2 pénétration en énergie éolienne par l'ajout de capacité de stockage au-delà du  
3 minimum considéré pour les scénarios S-9 et S-10.

4 Comme mentionné à la référence, il s'agissait d'une première optimisation  
5 réalisée dans le cadre de l'analyse paramétrique et, en pratique, le  
6 dimensionnement ferait l'objet d'une analyse approfondie en phase d'avant-  
7 projet afin d'optimiser le concept retenu.

10.3 Veuillez expliquer la différence en termes de concentration entre des parcs solaires  
« centralisés » et des éoliennes concentrées « dans le même secteur » et expliquer  
ce qui justifie une différence de ratio entre les deux.

Réponse :

8 Les éoliennes concentrées dans un même secteur sont susceptibles, dans  
9 certaines conditions de vent, de générer simultanément des variations rapides  
10 de puissance de grandes amplitudes, puisque leur proximité fait en sorte  
11 qu'elles subissent les variations du vent de façon à peu près simultanée. Ainsi,  
12 l'amplitude des variations observées pour l'ajout d'éoliennes s'ajouterait à  
13 l'amplitude des variations de la production du parc éolien actuel.

14 Un parc solaire centralisé est également susceptible de générer des variations  
15 de puissance de grandes amplitudes, par exemple lors du passage d'un nuage.  
16 Toutefois, la probabilité que ces variations soient simultanées aux variations  
17 de la production éolienne du parc de la Dune-du-Nord actuel ou dans le cadre  
18 du scénario S-17 est considérablement plus faible que dans le cas de la  
19 concentration d'éoliennes dans un même secteur.

10.4 Veuillez indiquer si des incertitudes sur les ratios dont il est question à la référence ont  
été simulées dans l'étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de  
simulation Monte Carlo. Dans l'affirmative, veuillez quantifier l'ampleur des incertitudes  
considérées. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.

Réponse :

20 Le Distributeur n'a pas considéré des incertitudes spécifiques sur les ratios  
21 dont il est question à la référence. Le Distributeur estime toutefois que les  
22 incertitudes sur les investissements à la ligne « Capex-investissements » du  
23 tableau R-5.8 de la pièce HQD-12, document 1 (B-0248) couvrent à la fois les  
24 incertitudes sur les coûts et sur les capacités des systèmes de stockage, et  
25 donc implicitement sur les ratios mentionnés à la référence.

11. **Référence :** B-0248, page 22, ligne 7, à page 23, ligne 2.

**Préambule :**

*« Pour le scénario de raccordement du réseau via la Nouvelle-Écosse, sont inclus les coûts de transit sur les réseaux de transport de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. Pour les scénarios de centrale à la biomasse, les ajouts d'éoliennes et les ajouts de parc solaire, la rubrique inclut les coûts d'exploitation et de maintenance qui sont estimés globalement. » (Nous soulignons)*

**Demande :**

11.1 Veuillez fournir la valeur des « coûts de transit sur les réseaux de transport de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick » qui a été utilisée pour le scénario de raccordement avec la Nouvelle-Écosse et fournir les hypothèses et intrants ayant servi à son calcul.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur a retenu les différents taux annuels suivants pour les coûts de**  
2 **transit.**

3 **Nouveau-Brunswick**

- 4 • **Programmation, conduite du réseau et répartition : 2 808,36 \$2021/MW ;**
- 5 • **Fourniture de puissance réactive et commande de la tension à partir des**
- 6 **équipements de production ou d'autres sources : 1 816 \$2021/MW ;**
- 7 • **Service de transport point-à-point ferme : 26 762,52 \$2021/MW.**

8 **Nouvelle-Écosse**

- 9 • **Programmation, conduite du réseau et répartition : 4 997,38 \$2021/MW ;**
- 10 • **Fourniture de puissance réactive et commande de la tension à partir des**
- 11 **équipements de production ou d'autres sources : 2 579,68 \$2021/MW ;**
- 12 • **Service de transport point-à-point : 59 875,87 \$2021/MW.**

13 **Ces taux sont appliqués annuellement, en considérant une puissance de**  
14 **80 MW. Le coût total de transit est donc estimé à 7,9 M\$2021 par année, pour**  
15 **lequel une indexation annuelle de 2 % est considérée.**

12. **Référence :** B-0204, page 13, ligne 28, à page 14, ligne 5.

**Préambule :**

*« Pour tenir compte de ces limitations, ce scénario comporte une utilisation accrue de la centrale de Cap-aux-Meules par rapport aux scénarios S-2 et S-3. L'hypothèse retenue est de 4 % des heures annuelles pour combler les indisponibilités de la liaison sous-marine et les interruptions*

liées au réseau de la Nouvelle-Écosse, tandis que celle de l'utilisation de la centrale thermique comme moyen de GDP (lors des pointes de la Nouvelle-Écosse) est de 150 heures par année.

Pour assurer un niveau de fiabilité de l'approvisionnement équivalent aux autres scénarios, ce scénario prévoit également l'ajout d'un groupe diesel à la centrale de Cap-aux-Meules. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 12.1** Veuillez justifier la valeur de 150 heures retenue pour l'utilisation de la centrale thermique comme moyen de GDP (lors des pointes de la Nouvelle-Écosse), tel que mentionné à la référence.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur tient d'abord à rappeler que, pour le scénario S-4,**  
2            **l'approvisionnement en électricité proviendrait du réseau intégré**  
3            **d'Hydro-Québec, tout comme pour les scénarios S-2 et S-3. Ainsi, l'utilisation**  
4            **de la centrale thermique comme moyen de GDP servirait d'abord lors des**  
5            **pointes d'Hydro-Québec, pour un total estimé de 100 heures.**

6            **Comme mentionné à la pièce HQD-11, document 1 (B-0204)<sup>2</sup>, le transport et**  
7            **l'équilibrage entre le Québec et la Nouvelle-Écosse serait associé à un service**  
8            **non ferme, en raison des limitations décrites. Ces limitations expliquent**  
9            **l'utilisation accrue de 50 heures d'utilisation de la centrale lors des pointes,**  
10           **retenue dans le cadre de l'analyse. Cette utilisation supplémentaire de**  
11           **50 heures ne constitue pas une utilisation de la centrale comme moyen de GDP,**  
12           **au même titre que les 100 premières heures, mais correspondrait plutôt aux**  
13           **moments où une limitation empêcherait le transit via le Nouveau-Brunswick et**  
14           **la Nouvelle-Écosse.**

- 12.2** Veuillez expliquer comment sera rémunéré le Distributeur pour le soutien du réseau de la Nouvelle-Écosse lors des pointes de ce côté et indiquer comment et à quelle hauteur une telle rémunération a été prise en compte dans l'analyse économique du scénario S-4.

**Réponse :**

15           **Sans objet.**

16           **Comme mentionné en réponse à la question 12.1, les 150 heures d'utilisation**  
17           **de la centrale mentionnées en référence ne consistent pas en un « soutien du**  
18           **réseau de la Nouvelle-Écosse lors des pointes de ce côté ». Le Distributeur ne**  
19           **bénéficie par conséquent d'aucune rémunération.**

- 12.3** Veuillez démontrer que, sans l'ajout d'un groupe diesel à la centrale de Cap-aux-Meules, tel que mentionné à la référence, le scénario S-4 ne rencontrerait pas le critère de fiabilité du réseau autonome.

---

<sup>2</sup> Voir la pièce HQD-11, document 1, page 13.

Réponse :

1 D'abord, le Distributeur rappelle que le critère de fiabilité évalue la puissance  
2 garantie à partir de la formule  $(N-1) \times 90 \%$ , correspondant ainsi à 90 % de la  
3 puissance combinée des unités de production, en considérant indisponible  
4 l'unité la plus puissante.

5 Pour les scénarios S-2 et S-3, la puissance garantie est calculée en considérant  
6 le lien câblé indisponible. La puissance garantie correspond ainsi à 90 % de la  
7 puissance combinée des six groupes diesel de la centrale de Cap-aux Meules,  
8 soit  $(6 \times 11,17 \text{ MW}) \times 90 \% = 60,3 \text{ MW}$ . Comme mentionné à la section 3.1 de la  
9 pièce HQD-11, document 1 (B-0204), une contribution en puissance  
10 correspondant à 35 % de la puissance éolienne installée a également été  
11 retenue dans le cadre de l'analyse, bien que le critère de fiabilité actuel ne  
12 tienne pas compte de la contribution des énergies renouvelables. Une  
13 puissance additionnelle de 2,8 MW, correspondant à 35 % de la puissance du  
14 parc éolien existant de 8 MW a ainsi été ajoutée à la puissance garantie  
15 considérée, pour un total de 63,1 MW, puissance suffisante pour combler la  
16 pointe maximale prévue pour la période d'analyse jusqu'en 2067, soit 61,0 MW.

17 Il est important de préciser que, pour le scénario S-3, l'utilisation de la centrale  
18 de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP ne correspond pas à une  
19 indisponibilité du lien câblé lors des pointes, et n'affecte donc pas le critère de  
20 fiabilité.

21 Pour le scénario S-4, le caractère non ferme du service pour le transit via le  
22 Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse fait en sorte que le lien câblé doit  
23 être systématiquement considéré comme étant indisponible à la pointe, et ne  
24 peut donc pas être considéré dans le critère de fiabilité au même titre que le  
25 lien câblé pour les scénarios S-2 et S-3. La puissance garantie est donc établie  
26 en considérant indisponible l'un des groupes diesel et, sans l'ajout d'un  
27 septième groupe, correspondrait à  $(5 \times 11,17 \text{ MW}) \times 90 \% + 2,8 \text{ MW} = 53,1 \text{ MW}$ ,  
28 ce qui est insuffisant pour combler la pointe maximale prévue sur la période de  
29 61,0 MW. L'ajout d'un septième groupe moteur de puissance équivalente  
30 permet de rehausser la puissance garantie à 63,1 MW et ainsi de respecter le  
31 critère de fiabilité.

12.4 Veuillez fournir la valeur du coût qui a été inclus dans le scénario S-4 pour tenir compte  
de l'ajout d'un groupe diesel à la centrale de Cap-aux-Meules, tel que mentionné à la  
référence.

Réponse :

32 Un coût d'investissement estimé à 37 M\$ 2020 a été retenu pour l'ajout du  
33 groupe diesel. Ce coût inclut l'agrandissement de la centrale et l'ensemble des  
34 systèmes auxiliaires associés au groupe diesel et au bâtiment.

---

**FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT**

13. **Références :** (i) B-0248, page 35, lignes 1 à 9;  
(ii) B-0204, page 11, lignes 9 à 32;  
(iii) B-0204, page 26, tableau 3.

**Préambule :**

- (i) « 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. » (Nous soulignons)
- (ii) « Pour l'ensemble des scénarios analysés, les puissances unitaires et le nombre d'unités de production (moteurs, éoliennes et autres) et de systèmes de stockage pris en considération sont basés sur des hypothèses que le Distributeur a jugé réalistes, dans le but d'évaluer le potentiel des différentes filières. Le dimensionnement du scénario retenu à la suite de l'avant-projet est donc toujours susceptible de varier et d'être optimisé au moment de la concrétisation du projet, notamment en fonction des contraintes techniques et de la disponibilité des équipements dans le marché.

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. » (Nous soulignons)

- (iii)

**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%	
<b>S3 - Raccordement (Percé) + Centrale GDP</b>	<b>-302 M\$</b>	<b>-94,5%</b>	<b>76%</b>	
S4 - Raccordement (Nouvelle-Écosse)	3 M\$	-85,7%	76%	
S5 - Conversion GNL	-171 M\$	-32,5%	28%	
<b>S6 - Conversion GNL-R</b>	<b>-279 M\$</b>	<b>-92,0%</b>	<b>31%</b>	
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%	
<b>S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)</b>	<b>-496 M\$</b>	<b>-94,0%</b>	<b>31%-59%</b>	
<b>S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)</b>	<b>-585 M\$</b>	<b>-95,4%</b>	<b>31%-59%</b>	
<b>S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW</b>	<b>-485 M\$</b>	<b>-94,3%</b>	<b>31%-59%</b>	

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.

**Demandes :**

**13.1** Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé que la contribution en puissance du parc éolien de la Dune-du-Nord correspondait à 40 % de la puissance installée de 8 MW, tel que mentionné à la référence (i). Veuillez citer et décrire les études qui ont été réalisées pour obtenir une telle valeur et indiquer les principales hypothèses utilisées notamment en termes d'historiques des vents.

**Réponse :**

1           **Tout d'abord, le Distributeur ne disposait pas encore d'un historique de**  
2           **production du parc éolien de la Dune-du-Nord au moment de l'analyse. Il ne**  
3           **pouvait donc pas se baser sur des données de production réelles pour évaluer**  
4           **la contribution en puissance.**

5           **Le Distributeur a donc formulé une hypothèse de contribution de 40 % de la**  
6           **puissance éolienne installée, hypothèse qu'il considère conservatrice compte**  
7           **tenu de la production éolienne attendue en hiver pour le parc éolien de la Dune-**  
8           **du-Nord, laquelle correspond à un FU moyen simulé de 61,3 % pour les mois de**  
9           **décembre à mars. Aux fins de comparaison, la contribution à la pointe estimée**  
10           **pour l'ensemble des parcs éoliens du réseau intégré est établie à 36 %, alors**



1 que la production éolienne attendue en hiver (décembre à mars) est évaluée à  
2 42,7 %<sup>3</sup>.

13.2 Veuillez fournir la valeur utilisée par le Distributeur pour la contribution en énergie du parc éolien de la Dune-du-Nord, en indiquant séparément l'énergie perdue par manque de demande d'électricité. Veuillez citer et décrire les études qui ont été réalisées pour obtenir ces valeurs et indiquer les principales hypothèses utilisées notamment en termes d'historiques des vents.

Réponse :

3 Le Distributeur souhaite d'abord préciser qu'il préconise l'utilisation de  
4 l'expression « énergie rejetée », plutôt que « énergie perdue par manque de  
5 demande d'électricité », pour qualifier l'énergie qui ne peut être intégrée au  
6 réseau des IDLM. Cette expression englobe les rejets liés au profil de la charge  
7 combinés aux contraintes de la centrale de Cap-aux-Meules, dont notamment  
8 son régime minimal en continu de 12 MW (deux groupes diesel à 6 MW chacun).

9 Pour le parc éolien de la Dune-du-Nord, le Distributeur a pris en compte une  
10 quantité d'énergie éolienne disponible de 40 260 MWh par année. Cette  
11 évaluation est basée sur une simulation à partir des résultats de la campagne  
12 anémométrique réalisée dans le cadre de l'appel de propositions A/P 2015-01,  
13 et sur la courbe de puissance du modèle d'éolienne installé.

14 Pour le scénario S-1, et pour la période précédant le raccordement pour les  
15 scénarios S-2, S-3 et S-4, le Distributeur a évalué la quantité d'énergie éolienne  
16 intégrée à 31 850 MWh par année. Cette évaluation est basée sur une simulation  
17 OPERA tenant compte des contraintes de la centrale de Cap-aux-Meules et du  
18 réseau des IDLM. Pour les scénarios de centrale à la biomasse (scénarios S-13  
19 et S-14), le Distributeur a posé l'hypothèse que la quantité d'énergie éolienne  
20 intégrée demeurerait inchangée, à défaut d'avoir été en mesure d'intégrer le  
21 modèle détaillé de turbine de 35 MW au simulateur OPERA dans le délai  
22 disponible pour réaliser l'étude. Pour les autres scénarios, les quantités  
23 d'énergie éolienne intégrée sont également basées sur des simulations OPERA  
24 qui tiennent compte des ajouts d'éoliennes ou d'un parc solaire, des systèmes  
25 de stockage et des nouveaux moteurs bicarburant, selon le cas.

26 Pour les scénarios S-2, S-3 et S-4, le Distributeur a posé l'hypothèse que 100 %  
27 de l'énergie éolienne disponible pourrait être intégrée, soit 40 260 MWh par  
28 année.

13.3 Pour chacun des 17 scénarios décrits par le Distributeur, veuillez fournir les valeurs de la contribution en puissance et de la contribution en énergie (en indiquant séparément l'énergie perdue par manque de demande d'électricité) qui ont été déterminées par le Distributeur pour chaque type d'équipement du scénario. Veuillez

---

<sup>3</sup> Dossier R-4061-2018, pièce HQD-1, document 3, section 2.2 de l'annexe B ([B-0032](#)).

citer et décrire les études qui ont été réalisées pour obtenir de telles valeurs et indiquer les principales hypothèses utilisées notamment en termes d'historiques. Veuillez notamment démontrer la valeur de la contribution en puissance de 35 % attribuée aux éoliennes des scénarios étudiés, tel que mentionné à la référence (ii).

**Réponse :**

1            Voir le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce  
2            HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Sources d'énergie », montrant la contribution en  
3            énergie de chaque source.

4            Pour les hypothèses de contribution en puissance de la centrale de Cap-aux-  
5            Meules et du parc éolien de la Dune-du-Nord, aux fins du calcul du coût en  
6            puissance sur le réseau intégré pour le scénario S-2 seulement, voir les  
7            réponses aux questions 3.1 et 13.1.

8            Pour les hypothèses de contribution en énergie, voir les réponses aux  
9            questions 6.1 et 9.2 de la demande de renseignements n° 5 de l'AQCIE-CIFQ à  
10           la pièce HQD-12, document 3.

**13.4** Pour chacun des 17 scénarios décrits par le Distributeur, veuillez fournir une démonstration chiffrée du respect du critère de fiabilité dont il est question à la référence (ii), sur la période 2023-2067. À partir d'une telle démonstration, veuillez expliquer la différence de couleur de la colonne intitulée « *Fiabilité d'approvisionnement* » du tableau 3 de la référence (iii).

**Réponse :**

11           Le tableau R-13.4 présente, pour chacun des scénarios, la puissance garantie  
12           calculée selon le critère de fiabilité (N-1) X 90 %, avec une contribution de 35 %  
13           de la puissance éolienne installée. Cette puissance garantie est comparée à la  
14           pointe maximale prévue, selon la prévision préliminaire qui a servi à  
15           l'élaboration des scénarios, et selon la prévision de *l'État d'avancement 2021*  
16           du *Plan d'approvisionnement 2020-2029* (État d'avancement 2021), obtenue  
17           plus tardivement en cours d'analyse.

**TABLEAU R-13.4 :**  
**PUISSANCE GARANTIE SELON LES SCÉNARIOS**

Scénarios	S-1		S-2		S-3		S-4		S-5		S-6		S-7		S-8		S-9		S-10		S-11		S-12		S-13		S-14		S-15		S-16		S-17	
	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW	Nb	MW		
Sources considérées	6	11,17	6	11,17	6	11,17	7	11,17	2	11,17	2	11,17	6	11,17	6	11,17	6	11,17	6	11,17	6	11,17	6	11,17	6	11,17	3	11,17	2	11,17	2	11,17	2	11,17
Groupes diesel																																		
Lien sous-marin			1	80	1	80	N/A	N/A																										
Groupes bicarburant									5	11,3	5	11,3																						
Turbines biomasse																											3	35	2	35				
Éoliennes existantes	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4
Éoliennes ajoutées													2	6,7	4	6,7	3	12	5	12														
<b>Puissance garantie</b>	<b>53,1</b>	<b>63,1</b>	<b>63,1</b>	<b>63,1</b>	<b>63,6</b>	<b>63,6</b>	<b>57,8</b>	<b>62,4</b>	<b>65,7</b>	<b>74,1</b>	<b>53,1</b>	<b>53,1</b>	<b>65,8</b>	<b>64,5</b>	<b>58,1</b>	<b>62,8</b>	<b>58,1</b>	<b>62,8</b>	<b>57,3</b>	<b>57,3</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>	<b>61,0</b>
Pointe prévision préliminaire	45,0	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3
Pointe prévision 2021	48,2	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0

Nb = nombre d'unités ; MW – puissances unitaires

1 Selon la prévision préliminaire, le critère de fiabilité était respecté pour  
2 l'ensemble des scénarios, à l'exception des scénarios S-11 et S-12. Aux fins de  
3 l'analyse paramétrique, le Distributeur a jugé que le déficit de puissance de  
4 4,2 MW pour ces scénarios ne justifiait pas l'ajout d'un groupe diesel. En effet,  
5 le Distributeur estime qu'un tel déficit de puissance pourrait être comblé par  
6 différentes mesures d'optimisation (récupération de chaleur, efficacité  
7 énergétique, moyen de GDP) à la suite d'une étude détaillée.

8 Selon la prévision de l'État d'avancement 2021, un déficit de puissance apparaît  
9 pour les scénarios S-7, S-15 et S-17. Le Distributeur estime que ces écarts ne  
10 justifiaient pas la modification des scénarios par l'ajout d'un groupe diesel ou  
11 bicarburant selon le cas, pour les raisons décrites ci-haut.

12 La prévision révisée a également eu pour effet d'accentuer l'écart pour les  
13 scénarios S-11 et S-12 à 7,9 MW. Le Distributeur considère qu'un tel écart serait  
14 plus difficile à combler par des moyens d'optimisation, et aurait justifié l'ajout  
15 d'un groupe diesel. Toutefois, comme il apparaissait déjà que ces scénarios  
16 seraient rejetés sur la base du critère de réduction des émissions de GES (les  
17 émissions de GES étant accrues par rapport au scénario *statu quo*), et que  
18 l'avantage économique par rapport au scénario *statu quo* était marginal, le  
19 Distributeur n'a pas jugé utile d'intégrer un tel ajout à ces scénarios.

20 Pour ce qui est la couleur de la colonne « Fiabilité d'approvisionnement » du  
21 tableau 3 cité en référence (iii), celle-ci est basée sur une appréciation  
22 qualitative des risques opérationnels, comme mentionné à ladite référence<sup>4</sup>.  
23 Bien que le critère de fiabilité ne soit pas tout à fait respecté pour l'ensemble  
24 des scénarios, sur la base de la prévision révisée, particulièrement pour les  
25 scénarios S-11 et S-12, le Distributeur n'a pas retenu celui-ci comme un facteur  
26 déterminant pour la conclusion de l'analyse. Dans l'éventualité où l'un de ces  
27 scénarios avait été retenu, il aurait pu être optimisé en phase d'avant-projet par  
28 différentes mesures d'efficacité ou de GDP, ou ultimement par l'ajout de  
29 capacité ferme.

13.5 Veuillez démontrer avec des valeurs chiffrées que les pointes se produisent  
typiquement tôt le matin ou en début de soirée, tel qu'affirmé à la référence (ii).

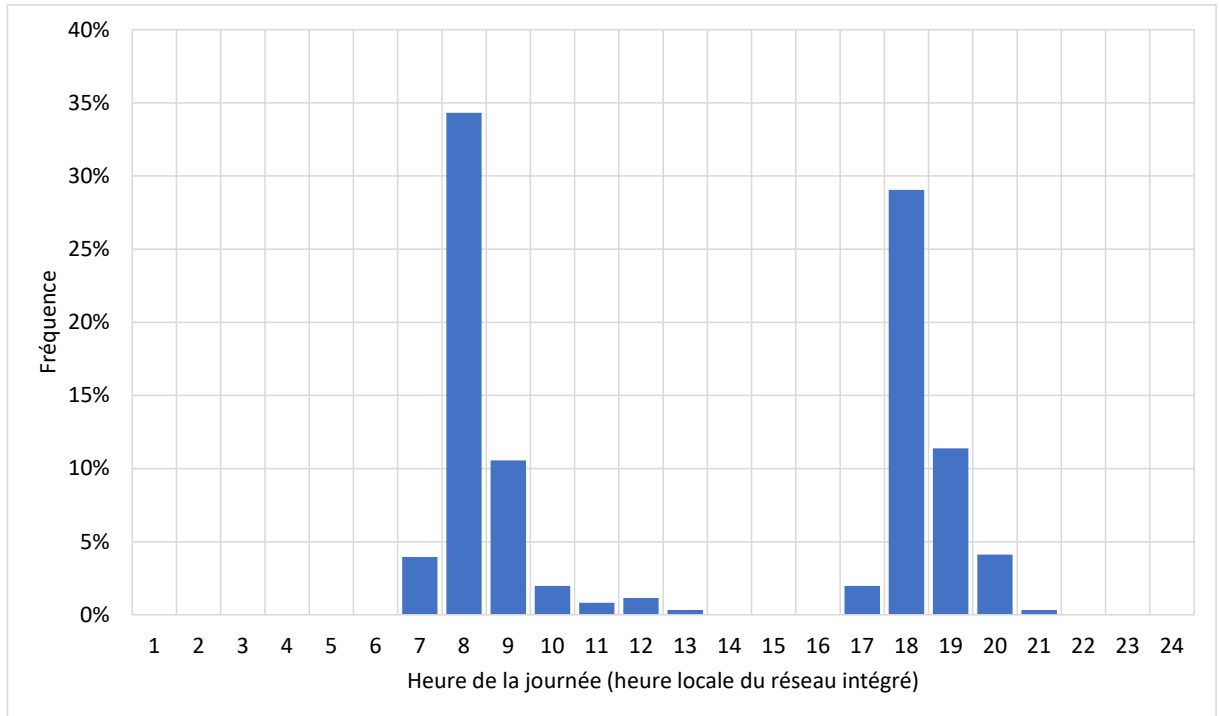
**Réponse :**

30 La figure R-13.5 présente la répartition des pointes quotidiennes historiques  
31 pour le réseau intégré pour la période allant des hivers 2018-2019 à 2021-2022.

---

<sup>4</sup> Voir la pièce HQD-11, document 1, page 22 (B-0204).

**FIGURE R-13.5 :**  
**RÉPARTITION DES POINTES QUOTIDIENNES HISTORIQUES DU RÉSEAU INTÉGRÉ**



**13.6** Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer pourquoi, en ce qui concerne la production solaire, aucune contribution en puissance n’a été prise en compte pour les scénarios l’incluant, sachant qu’à l’instar de la filière éolienne, des systèmes de stockage sont intégrés pour tous les scénarios d’ajout de production solaire.

**Réponse :**

1 **Comme mentionné à la référence (ii), le Distributeur estime qu’il ne peut pas**  
 2 **compter sur la contribution de la production solaire durant les pointes qui se**  
 3 **produisent typiquement tôt le matin ou en début de soirée. L’ajout d’un système**  
 4 **de stockage pourrait effectivement permettre une certaine contribution en**  
 5 **puissance, dans un mode de gestion où celui-ci serait pleinement chargé avant**  
 6 **chacune des pointes. Pour le scénario S-11, le système de stockage de**  
 7 **3 MW/3 MWh pleinement chargé pourrait, par exemple, fournir 1 MW pendant**  
 8 **3 heures durant la pointe, ou un peu plus pour une pointe de plus courte durée.**

9 **Le Distributeur n’a toutefois pas pris en compte une telle utilisation des**  
 10 **systèmes de stockage dans les scénarios dans le cadre de l’analyse. Pour les**  
 11 **scénarios d’ajout d’éoliennes, de même que pour les scénarios d’ajout d’une**  
 12 **centrale solaire, le Distributeur assume que les systèmes de stockage**  
 13 **serviraient principalement à compenser les variations rapides de la production,**  
 14 **en plus de permettre d’optimiser la gestion de la réserve tournante (puissance**

- 1 combinée des groupes moteurs en opération). Contrairement au solaire, la  
2 production éolienne comporte un potentiel de contribution en puissance à la  
3 pointe, qui tend même à augmenter en période hivernale (corrélation positive  
4 avec le profil de pointe au Québec).