

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC  
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5  
DE L'AQCIE-CIFQ**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 5 DE L'AQCIE ET DU CIFQ****DEMANDE D'APPROBATION DU  
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR  
Stratégie d'alimentation du réseau des Îles-de-la-Madeleine**

---

- 1. Références :** (i) B-0010, page 55  
(ii) B-0204, page 20  
(iii) B-0204, page 8

**Préambule :**

La référence (i) présente la prévision des ventes et des besoins en énergie, ainsi que les besoins en puissance à la pointe pour la centrale Cap-aux-Meules sur la période 2019-2025. Les pertes, consommation des centrales et usage interne correspondent à 12,2% des ventes.

La référence (ii) présente notamment les scénarios d'alimentation analysés dans le cadre de la stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine en remplacement de l'alimentation à partir de la centrale Cap-aux-Meules.

À la référence (iii) il est indiqué que la période d'analyse est de 2021 à 2067.

**Demandes :**

- 1.1** Veuillez fournir la prévision des ventes pour les scénarios analysés sur la période d'analyse.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur fournit les données demandées dans le fichier Excel déposé**  
2           **comme pièce HQD-12-11.01.xlsx.**

- 1.2** Veuillez fournir le taux de pertes pour chacun des scénarios

**Réponse :**

3           **Le Distributeur fournit les données demandées dans le fichier Excel déposé**  
4           **comme pièce HQD-12-11.01.xlsx.**

5           **La prévision « Scénario maintien des programmes commerciaux » (onglet**  
6           **« Scénario S-1 » du fichier HQD-12-11.01.xlsx), avec son propre taux de perte**  
7           **estimé, a été considérée pour le scénario S-1.**

8           **La prévision de la demande « Scénario abandon des programmes**  
9           **commerciaux » (onglet « Scénario Raccordement » du fichier**  
10           **HQD-12-11.01.xlsx) correspond quant à elle au scénario de raccordement par**  
11           **câbles sous-marin. Le taux de perte tient compte des pertes du réseau des IDLM**  
12           **et de la consommation de la centrale de Cap-aux-Meules estimée pour ce**  
13           **scénario (incluant la consommation électrique pour chauffer le bâtiment et les**  
14           **systèmes de la centrale). Le taux de pertes associé au lien câblé n'est pas inclus**

1 à la prévision de la demande, mais est toutefois pris en compte dans le cadre  
2 de l'analyse. Pour les scénarios S-2 et S-3, un taux de pertes de 4 % est appliqué  
3 pour l'énergie qui est importée du réseau intégré. Pour le scénario S-4, un taux  
4 de perte global de 10,4 %<sup>1</sup> est considéré sur la portion importée.

5 Pour les fins de l'analyse paramétrique, cette prévision a aussi été considérée  
6 pour les scénarios S-5 à S-17. En pratique, la consommation électrique de la  
7 centrale de Cap-aux-Meules varierait d'un scénario à l'autre, et le taux de pertes  
8 associé par le fait même. En effet, comme le chauffage du bâtiment et des  
9 systèmes de la centrale proviendrait essentiellement de la chaleur récupérée  
10 de la centrale, cette consommation électrique considérée dans la prévision  
11 serait nulle, ou à tout le moins réduite pour les scénarios qui prévoient l'arrêt  
12 complet de la centrale de façon occasionnelle. Cette diminution serait toutefois  
13 compensée par une augmentation de la consommation des systèmes  
14 auxiliaires de la centrale, liée à une utilisation accrue des groupes diesel,  
15 bicarburant ou turbines à la biomasse.

16 Par ailleurs, les pertes associées au réseau des IDLM pourrait également varier  
17 en fonction des points d'injection des différentes sources de production. L'effet  
18 serait toutefois marginal et aurait été difficile à modéliser dans le contexte d'une  
19 étude paramétrique de multiples scénarios.

20 En somme, le Distributeur n'a pas évalué de taux de pertes spécifique pour  
21 chacun des 17 scénarios. Il estime que cette approche est appropriée pour une  
22 analyse paramétrique, et que l'erreur induite par cette approche simplifiée est  
23 marginale.

---

<sup>1</sup> Effet combiné du taux de pertes de 3,3 % au Nouveau-Brunswick, de 2,78 % en Nouvelle-Écosse et de 4 % pour le lien câblé.

- 2. Références :** (i) B-0076, page 5  
(ii) B-0204, page 8  
(iii) B-0248, page 25

**Préambule :**

La référence (i) présente le tableau suivant en \$ actualisés 2018 :

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

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

La référence (ii) mentionne que la période d'analyse est de 2021 à 2067.

À la ligne Estimation du tableau de la référence (iii) le coût du scénario Statu quo est de 1953 M\$ actualisés 2021, et le coût du scénario raccordement Percé (S-2) est de 2072 M\$ actualisés 2021.

**Demandes :**

- 2.1** Veuillez expliquer l'augmentation (31,5%) du coût total du scénario statu quo entre l'estimation fournie à la référence (i) et celle fournie à la référence (iii).

**Réponse :**

1            **Le Distributeur n'a pas analysé de façon détaillée les écarts entre les**  
 2            **estimations des références (i) et (iii). Toutefois, l'inclusion des sept années**  
 3            **précédant le raccordement (période d'analyse 47 ans vs 40 ans), combinée à**  
 4            **trois ans d'inflation sur la valeur actualisée à une année différente (\$2021 plutôt**  
 5            **que \$2018), expliquent une importante part de cette augmentation.**

- 2.2** Veuillez expliquer l'augmentation (75,7%) du coût total du scénario raccordement entre l'estimation fournie à la référence (i) et celle fournie à la référence (iii).

**Réponse :**

6            **Le Distributeur a déjà souligné<sup>2</sup> que les relevés marins complétés à l'été 2019**  
 7            **avaient permis de constater un changement important dans les fonds marins et**  
 8            **une accélération de l'érosion des berges. Ces facteurs ont eu un impact notable**  
 9            **sur le Projet. En effet, ces informations ont modifié l'orientation et les**

<sup>2</sup> Notamment dans le Complément de preuve n° 3 – Îles-de-la-Madeleine à la pièce HQD-4, document 3.2 (B-0099), dossier R-4110-2019 Phase 1.

1            **projections techniques du Projet, principalement en ce qui a trait aux activités**  
2            **requis pour protéger les câbles et aussi aux approches qui seront utilisées**  
3            **pour effectuer la transition terre-mer. Ce processus de maturation et**  
4            **d'évolution est normal et fait partie intégrante d'un avant-projet.**

- 3. Références :** (i) B-0204, page 12  
(ii) R-4046-2018, B-0006, page 18 PDF  
(iii) D-2018-148, page 6

**Préambule :**

À la référence (i) il est indiqué que le parc éolien actuel de Dune-du-Nord a une capacité de 8 MW (deux éoliennes de 4 MW chacune).

La référence (ii) présente le contrat d'approvisionnement en électricité convenu avec le Parc éolien de la Dune-du-Nord. À la page 18 (PDF), il est indiqué que la puissance contractuelle est fixée à 6,4 MW.

À la référence (iii), il est indiqué que l'énergie du parc est produite par deux éoliennes de 3,2 MW.

**Demandes :**

- 3.1** Veuillez indiquer si la puissance contractuelle de 6,4 MW fixée au contrat a été modifiée. S'il y a lieu veuillez fournir la nouvelle puissance contractuelle.

**Réponse :**

5            **La puissance contractuelle fixée au contrat n'a pas été modifiée.**

- 3.2** Si la puissance contractuelle n'a pas été modifiée, veuillez concilier la valeur de 6,4 MW indiquée au contrat et la valeur de 8 MW indiqué à la référence (i).

**Réponse :**

6            **Le contrat d'approvisionnement en électricité a été amendé le 7 juin 2019**  
7            **(amendement 1) pour modifier le modèle d'éoliennes. L'énergie du parc éolien**  
8            **est donc produite par deux éoliennes Enercon de 4 MW plutôt que deux**  
9            **éoliennes Senvion de 3,2 MW. Ainsi, la puissance installée du parc éolien est**  
10           **passée à 8 MW, mais la puissance contractuelle est demeurée inchangée à**  
11           **6,4 MW.**

- 4. Références :** (i) B-0204, page 8  
(ii) B-0204, pages 12 à 18

**Préambule :**

À la référence (i), il est mentionné que la période d'analyse est de 2021 à 2067.

À partir des informations de la référence (ii), les intervenants présentent le tableau suivant qui montre la date de mise en service selon les scénarios. On peut constater qu'aucune mise en service n'est prévue avant 2025.

Tableau AQCIE-CIFQ -1 : Date de mise en service selon les scénarios

Scénarios	Mise en service
S-2, S-3	2027
S-4	2030
S-5, S-6	2027 à 2028
S-8	2025 et 2030
S-7, S-9, S-10, S-11, S-12, S-13, S-14	2025
S-15, S-16, S-17	2025 à 2028

**Demande :**

4.1 Étant donné qu'aucune mise en service n'est prévue avant 2025, veuillez expliquer que la période d'analyse couvre la période 2021-2067.

**Réponse :**

1 **L'inclusion de la période 2021-2024 permet notamment de tenir compte du coût**  
2 **associé à la transition du PUEÉ durant cette période, de même que de la portion**  
3 **des investissements antérieurs à 2025, requis pour certains scénarios.**

5. **Références :** (i) B-0204, page 9  
(ii) B-0204, page 15 et 16

**Préambule :**

Concernant le critère de fiabilité en puissance, la référence (i) mentionne :

*Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, l'ensemble des scénarios analysés prévoit une certaine redondance selon le principe du critère de fiabilité des réseaux autonomes approuvé par la Régie, évaluant la puissance garantie à partir de la formule  $(N-1) \times 90\%$ . Ainsi, la puissance garantie, qui doit suffire pour combler les pointes projetées sur la période de l'analyse (2021-2067), correspond à 90 % de la puissance combinée des unités de production, en considérant indisponible l'unité la plus puissante. Le critère de fiabilité actuel n'inclut toutefois pas de contribution des sources d'énergie variables.*

À partir des informations de la référence (ii), les intervenants présentent le tableau suivant qui montre la capacité éolienne installée (incluant les éoliennes existantes) pour les scénarios S-7 à S-10.

Tableau AQCIE-CIFQ – 2 : Stratégie éolienne – capacité installée

Scénarios	Nombre d'éoliennes	Capacité éolienne (MW)
S-7	4	19,6
S-8	6	33,0
S-9	5	42,2
S-10	7	66,2

Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, dans le cas de la stratégie éolienne l'application du critère de fiabilité implique qu'il n'y a aucune contribution éolienne à la pointe du réseau et qu'un groupe diesel de la centrale Cap-aux-Meules est indisponible.

**Demandes :**

**5.1** Veuillez conformer la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ.

**Réponse :**

1            **La compréhension des intervenants est inexacte en ce qui concerne la**  
2            **contribution éolienne à la pointe du réseau. Le Distributeur réfère l'intervenant**  
3            **à la section 3.1 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), dans laquelle il est**  
4            **précisé qu'une contribution en puissance de 35 % a été retenue dans le cadre**  
5            **de l'étude, malgré le fait que le critère de fiabilité actuel des réseaux autonomes**  
6            **n'inclut pas une telle contribution. Le Distributeur réfère l'intervenant à la**  
7            **réponse à la question 13.4 de la demande de renseignements n° 4 de l'AHQ-**  
8            **ARQ à la pièce HQD-12, document 2, pour les calculs associés au critère de**  
9            **fiabilité pour l'ensemble des scénarios.**

10           **Quant à la capacité éolienne installée, le Distributeur précise que la puissance**  
11           **éolienne installée du parc éolien de la Dune-du-Nord est de 8 MW. Ainsi, la**  
12           **capacité éolienne totale installée figurant au Tableau AQCIE-CIFQ – 2 cité en**  
13           **préambule aurait dû respectivement se lire 21,4 MW pour le scénario S-7,**  
14           **34,8 MW pour le scénario S-8, 44 MW pour le scénario S-9 et 68 MW pour le**  
15           **scénario S-10.**

**5.2** Veuillez indiquer si l'hypothèse qu'il n'y a aucune contribution éolienne à la pointe du réseau est appuyée sur un historique de la vitesse des vents durant la période de pointe du réseau.

**Réponse :**

16           **Voir la réponse à la question 5.1.**

**5.3** Si oui, veuillez fournir cet historique.

**Réponse :**

17           **Voir la réponse à la question 5.1.**



5.4 Si non, veuillez justifier votre hypothèse.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 5.1.

6. Références : B-0204, page 11

Préambule :

La référence (i) mentionne :

*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.*

Demande :

6.1 Veuillez indiquer le facteur d'utilisation attendu des parcs éoliens en période de pointe.

Réponse :

2 En ce qui concerne le facteur d'utilisation (FU) attendu pour le parc éolien de la  
3 Dune-du-Nord, voir les réponses aux questions 13.1 et 13.2 de la demande de  
4 renseignements n° 4 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-12, document 2.

5 Le rapport entre l'énergie contractuelle et la puissance contractuelle du parc  
6 éolien de la Dune-du-Nord correspond à un facteur d'utilisation (FU) moyen  
7 annuel de 52,4 %. L'ajout d'éoliennes dans le même secteur aurait pour effet  
8 d'augmenter les pertes liées à l'effet de sillage qui affecte le rendement des  
9 éoliennes rapprochées les unes des autres, de sorte qu'un FU annuel moyen  
10 de 48,7 % a été considéré pour l'ajout d'éoliennes terrestres. Pour les éoliennes  
11 en mer, un FU moyen de 54 % a été considéré. Le Distributeur n'a pas réalisé  
12 d'analyse spécifique pour quantifier le FU attendu en période hivernale associé  
13 aux ajouts d'éoliennes, mais a considéré une répartition annuelle de la  
14 production similaire au parc éolien de la Dune-du-Nord pour ses simulations.

15 Voir également le fichier Excel HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Sources d'énergie »  
16 pour le détail de la contribution en énergie éolienne intégrée au réseau, estimée  
17 pour chaque scénario.

7. **Référence :** B-0204, pages 11 et 12

**Préambule :**

La référence mentionne :

*La fin graduelle du PUEÉ, qui aura pour impact la conversion des systèmes de chauffage du mazout à tout à l'électricité (TAÉ), est également prise en compte pour l'ensemble des scénarios, à l'exception du statu quo. Afin de limiter l'impact de la conversion des systèmes de chauffage, le Distributeur intègre le déploiement de mesures d'efficacité énergétique additionnelles dans sa prévision de la demande. (...) L'ajout de ces mesures d'efficacité énergétique permettra de réduire de plus de 5 MW et 20 GWh par année la charge projetée, trois ans après la mise en service du scénario privilégié visant la source principale d'alimentation.*

**Demande :**

7.1 Veuillez quantifier l'impact de la conversion des systèmes de chauffage du mazout à un système tout à l'électricité (TAÉ) en puissance et en énergie sans les mesures d'efficacité énergétique.

**Réponse :**

1 **Le tableau R-7.1 présente l'impact à terme de la conversion des systèmes de**  
2 **chauffage du mazout à un système tout à l'électricité en énergie et en puissance**  
3 **et ce, sans les mesures d'efficacité énergétique.**

**TABLEAU R-7.1**  
**IMPACT DE LA CONVERSION DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE DU MAZOUT**  
**AU TOUT À L'ÉLECTRICITÉ (TAÉ)**

	<b>Ventes (GWh)</b>	<b>Puissance (MW)</b>
<b>Impact à terme</b>	<b>51,4</b>	<b>15,7</b>

8. **Référence :** B-0204, page 12

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur mentionne que le scénario de raccordement à partir de Percé (scénarios S-2 et S-3) consiste en :

*Deux câbles sous-marins, d'une capacité de 80 MW, d'environ 225 km à courant continu avec une portion souterraine jusqu'au poste de Cap-aux-Meules et jusqu'au poste de Percé, avec mise en service projetée en 2027, selon l'échéancier révisé du Projet.*

**Demandes :**

8.1 Veuillez préciser le niveau de tension des câbles sous-marins.

---

**Réponse :**

1            **La solution de raccordement en courant continu est présentement en**  
2            **conception. Plusieurs niveaux de tension des câbles sous-marins sont**  
3            **considérés.**

**8.2**      Veuillez préciser la longueur de chacune des portions souterraines *jusqu'au poste de Cap-aux-Meules et jusqu'au poste de Percé.*

**Réponse :**

4            **La longueur de la ligne entre la côte et le poste de Percé est de 7,3 km alors que**  
5            **celle de la ligne entre la côte et le poste de Cap-aux-Meules est de 5,7 km.**

**8.3**      Veuillez justifier que ces portions soient souterraines au lieu d'aériennes.

**Réponse :**

6            **La construction des portions de lignes souterraines permet de :**

- 7            • **minimiser le nombre d'interruptions en rendant extrêmement rares les**  
8            **défauts dus à des événements climatiques ;**
- 9            • **éviter la construction de postes aérosouterrains ;**
- 10          • **minimiser l'impact des surtensions dues à la foudre sur les**  
11          **convertisseurs ;**
- 12          • **simplifier les systèmes de protection ;**
- 13          • **faciliter l'implantation de ces portions dans le milieu.**

**9. Références :** (i) B-0204, pages 15 et 16  
(ii) R-4046-2018, B-0006, page 18 PDF

**Préambule :**

La référence (i) présente divers scénarios de parcs éoliens terrestres et en mer.

La référence (ii) indique une puissance contractuelle de 6,4 MW et une énergie contractuelle de 29380 MWh concernant le parc éolien Dune-du-Nord. Ces valeurs correspondent à un facteur d'utilisation de 52,4%.

**Demandes :**

**9.1**      Veuillez indiquer le facteur d'utilisation attendue pour les nouveaux parcs éoliens terrestres (scénarios S-7 et S-8) et en mer (scénarios S-9 et S-10).

**Réponse :**

14            **Voir la réponse à la question 6.1.**

9.2 Veuillez préciser si l'énergie éolienne produite sera consommée en totalité pour l'alimentation des besoins prévus. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

1 Pour l'ensemble des scénarios de jumelage éolien à la centrale de Cap-aux-  
2 Meules, convertie ou non, une partie de l'énergie éolienne doit être rejetée en  
3 raison des diverses contraintes de la centrale et du réseau des IDLM. La portion  
4 d'énergie éolienne estimée devant être rejetée s'appuie sur des simulations,  
5 réalisées avec l'aide du simulateur OPERA développé par l'Institut de recherche  
6 d'Hydro-Québec (IREQ). Ces simulations tiennent compte du profil de charge  
7 du réseau des IDLM et des contraintes et paramètres associés aux équipements  
8 pour chacun des scénarios. Ainsi, la quantité d'énergie éolienne rejetée diffère  
9 d'un scénario à l'autre selon les résultats des simulations.

10 Voir également la réponse à la question 13.2 de la demande de renseignements  
11 n° 4 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-12, document 2.

10. Références : (i) B-0204, page 20  
(ii) B-0248, page 38

Préambule :

La référence (i) présente les moyennes annuelles des émissions projetées pour la période 2028-2067, pour chacun des scénarios.

La référence (ii) présente l'intensité des émissions liées à l'utilisation du diesel léger et du carburant lourd, soit 0,656 kg CO<sub>2</sub>/kWh pour le diesel léger et 0,677 kg CO<sub>2</sub>/kWh pour le carburant lourd.

À partir de ces données les intervenants ont évalué l'énergie annuelle produite par la centrale diesel selon les scénarios.

Les résultats sont montrés au tableau suivant.

Tableau AQCIE-CIFQ – 3 : Évaluation de la production de la centrale diesel

Moyenne annuelle des émissions directes de GES			
	Émission	Carburant	Énergie correspondante
Scénarios	t. éq. CO2		GWh
S1 - Statu quo	123 339	lourd	182,3
Statu quo + abandon PUEÉ	145 699	lourd	215,3
S2 - Raccordement (Percé)	3 104	léger	4,7
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	6 771	léger	10,3
S4 - Raccordement Nouvelle-Écosse	17 674	léger	27,0
S5 - Conversion GNL	83 265	lourd	123,1
S6 - Conversion GNL-R	9 843	lourd	14,5
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	108 833	lourd	160,8
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	80 155	lourd	118,5
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	56 847	lourd	84,0
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	34 558	lourd	51,1
S11 - Solaire 10 MW + diesel	137 966	lourd	203,9
S12 - Solaire 20 MW + diesel	134 076	lourd	198,1
S13 - Biomasse (3 chaudières)	482	s/o	s/o
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	2 942	lourd	4,3
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	7 452	léger	11,4
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	5 690	lourd	8,4
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	6 972	lourd	10,3

**Demandes :**

**10.1** Veuillez confirmer l'évaluation des intervenants.

**Réponse :**

1           **Voir le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce**  
 2           **HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Sources d'énergie », montrant notamment le détail**  
 3           **de la production estimée pour la centrale de Cap-aux-Meules et les quantités de**  
 4           **combustibles associées.**

**10.2** Si vous ne confirmez pas, veuillez indiquer la démarche qui permet d'évaluer l'énergie correspondante et fournir la valeur pour chacun des scénarios.

**Réponse :**

5           **Voir le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce**  
 6           **HQD-12-11.02.xlsx, onglet « GES ».**

1           **Le Distributeur précise que ce sont les émissions de GES qui sont quantifiés à**  
2           **partir de la consommation de combustibles, qui est elle-même quantifiée à**  
3           **partir de l'énergie produite par la centrale.**

**11. Références :** (i) B-0248, page 26  
(ii) B-0248, page 29

**Préambule :**

La référence (i) présente le Tableau R-5.2.4 : Ventilation des coûts selon la médiane en M\$ actualisés 2021, incluant le scénario 2.

La référence (ii) mentionne les résultats de l'analyse économique basée sur les hypothèses de base centrées apparaissent à la ligne « Estimation » de la figure 3 (B-0204, page 23)

**Demandes :**

**11.1** Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (i) pour les coûts selon l'Estimation.

**Réponse :**

4           **Voir le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce**  
5           **HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Économique ».**

**11.2** Veuillez fournir le fichier Excel présentant le détail du calcul pour chacun des scénarios.

**Réponse :**

6           **Voir la réponse à la question 11.1.**

**12. Références :** (i) B-0248, page 26  
(ii) B-0204, pages 12 et 13  
(iii) B-0248, page 6

**Préambule :**

Au tableau de la référence (i) il est indiqué que les investissements pour le scénario raccordement à partir de Percé (S-3) est de 1059 M\$ (ligne Croissance), et que les investissements pour le scénario de raccordement à partir de la Nouvelle-Écosse (S-4) sont de 1078 M\$.

On peut constater que la valeur totale des investissements est semblable.

Le projet de raccordement des Iles-de-la-Madeleine (IDL) à la Gaspésie (scénario S-3) prévoit :

- L'utilisation de deux câbles sous-marins, d'environ 225 km à courant continu, d'une capacité de 80 MW;
- Une portion de cette ligne est souterraine jusqu'aux postes de Cap-aux-Meules et de Percé;

- L'ajout de postes convertisseurs aux deux extrémités.

L'option de raccordement des IDLM à la Nouvelle-Écosse (scénario S-4) prévoit

- l'utilisation d'un câble sous-marin d'environ 115 km à courant alternatif (donc trois câbles);
- une portion de cette ligne est souterraine de la berge jusqu'aux postes de Cap-aux-Meules et de Chéticamp, en Nouvelle-Écosse;
- Une nouvelle ligne aérienne pour le renforcement du réseau de transport de la Nouvelle-Écosse.

De plus, à la référence (iii) il est également indiqué que les câbles à courant alternatif nécessitent des équipements de compensation réactive.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, dans les deux scénarios de raccordement, le principal investissement concerne l'installation des câbles sous-marins. Or, dans le scénario S-3 la longueur de la portion sous-marine est de 225 km, alors qu'elle est d'environ 115 km pour le scénario S-4.

**Demande :**

**12.1** Veuillez présenter le détail des coûts d'investissements pour chacun des scénarios

**Réponse :**

- 1 **Voir la réponse à la question 9.2 de la demande de renseignements n° 4 de**  
2 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-12, document 2.**

**13. Références :** (i) B-0204, page 20  
(ii) B-0248, page 15

**Préambule :**

Au tableau de la référence (i) montrant la moyenne annuelle des émissions projetées pour la période 2028-2067, la quantité de GES annuels est de 123,339 kt éq. CO<sub>2</sub> pour le scénario Statu quo, soit le maintien de la centrale actuelle.

À la référence (ii), il est indiqué qu'en 2021, les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules a été de 117 kt.

**Demandes :**

**13.1** Veuillez concilier les deux valeurs.

**Réponse :**

- 3 **Les émissions de GES de 2021 correspondent à la consommation réelle de**  
4 **carburant lourd et de diesel léger de la centrale de Cap-aux-Meules. La**  
5 **production de la centrale de Cap-aux-Meule en 2021 correspond à la charge**  
6 **annuelle moins la production réelle du parc éolien de la Dune-du-Nord.**

1           **La projection des émissions de GES du tableau de la référence (i) est une valeur**  
2           **moyenne 2028-2027 qui tient compte de la croissance de la charge anticipée,**  
3           **de l'estimation de la production éolienne intégrée, du ratio moyen de**  
4           **consommation de carburant lourd par rapport au diesel léger projeté, et des**  
5           **facteurs d'émission considérés pour ces deux combustibles.**

**13.2** Veuillez notamment indiquer comment la valeur de 123,339 kt a été établie.

**Réponse :**

6           **Voir la réponse à la question 13.1.**

**14. Références :** (i) B-0248, pages 14 et 15  
(ii) B-0248, page 23

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur mentionne que les émissions en lien avec le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) représentaient quant à elles environ 30 kt en 2019. Cependant, selon lui, la réduction de GES à la suite à l'abandon du PUEÉ sera légèrement inférieure à 30 kt puisque certains clients choisiront de maintenir leur système de chauffage.

À la référence (ii), le Distributeur mentionne que les revenus additionnels présentés au tableau 2 (B-0204, page 25) sont associés à la croissance des ventes associée à la fin du PUEÉ.

**Demandes :**

**14.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a fait une hypothèse quant au nombre de clients qui maintiendront leur système de chauffage.

**Réponse :**

7           **Le Distributeur a fait l'hypothèse que tous les clients convertiront leur système**  
8           **de chauffage du mazout à l'électricité. Il anticipe une conversion graduelle des**  
9           **systèmes de chauffage jusqu'au raccordement du réseau en 2027 avec une**  
10           **accélération et une conversion complète des systèmes en 2031. L'abandon du**  
11           **PUEÉ a été pris en compte à même la prévision de la demande.**

12           **Voir également le fichier Excel déposé comme pièce HQD-12-11.01.xlsx**

**14.2** Si, oui, veuillez fournir cette hypothèse.

**Réponse :**

13           **Voir la réponse à la question 14.1.**

**14.3** Si non, veuillez indiquer comment l'abandon du PUEÉ a été pris en compte dans la prévision des ventes d'électricité, et la prévision des revenus associés à la fin du PUEÉ.



**Réponse :**

1                    **Voir la réponse à la question 14.1.**

**15. Référence :** B-0248, pages 27

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur fournit le coût de la nouvelle ligne aérienne requise pour le renforcement du réseau de transport de la Nouvelle-Écosse (nouvelle ligne aérienne) en lien avec l'alimentation de la charge des IDLM. (valeur caviardée)

**Demande :**

**15.1** Veuillez préciser le niveau de tension et la longueur de cette nouvelle ligne.

**Réponse :**

2                    **Il s'agit de travaux de reconstruction et de conversion de segments d'une ligne**  
3                    **de 80 km présentement exploitée à 69 kV vers une tension de 138 kV.**

**16. Références :** (i) B-0204, page 23  
(ii) B-0248, pages 29 et 30

**Préambule :**

La référence (i) présente la valeur actualisée de chacun des scénarios.

Le tableau suivant présente le rapport du coût de chaque scénario par rapport au scénario Statu quo, d'une part, pour les valeurs de la ligne Médiane et, d'autre part, pour les valeurs de la ligne Estimation.

Les valeurs de la ligne Estimation correspondent à une analyse économique basée sur les hypothèses de base centrées.

Les valeurs de la ligne Médiane sont le résultat d'une simulation selon la méthode Monte-Carlo.

Tableau AQCIE-CIFQ – 4 : Valeur des scénarios par rapport au scénario Statu quo

	S1	S2	S3	S4	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17
Estimation	1,000	1,061	1,006	1,071	0,975	0,880	0,800	0,909	0,960	0,964	0,966	1,229	1,111	0,883	0,836	0,885
Médiane	1,000	0,934	0,885	1,001	0,894	0,897	0,806	0,909	0,989	0,985	0,986	1,162	1,038	0,812	0,779	0,816

En considérant les résultats provenant de l'Estimation, les stratégies incluant de la production éolienne terrestre (S-7, S-8, S-15, S-16, S-17)) apparaissent les plus intéressantes sur le plan économique.

Il est à noter que le scénario de S-3 ne respecte pas une des orientations énoncées par le Distributeur, soit minimalement de permettre de réduire les coûts de l'approvisionnement par rapport au *statu quo* (sur une période d'analyse de 2021 à 2067). (B-0204, page 8)

En revanche, en considérant les valeurs de la Médiane, l'écart entre les scénarios incluant de la production éolienne terrestre et le scénario Raccordement à partir de Percée diminue de façon appréciable.

On doit donc constater que l'application de la méthode de simulation Monte-Carlo a un effet prépondérant dans le choix de la stratégie à retenir.

À la page 29 de la référence (ii), le Distributeur mentionne :

*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.*

À la page 30 de la référence (ii), le Distributeur présente un tableau Précision des données pour les simulations Monte-Carlo. Ce tableau montre un % Min et un % Max pour chacune des rubriques de chacun des scénarios.

On peut constater que pour les investissements, les valeurs Min et Max sont très différentes selon les scénarios.

#### **Demandes :**

**16.1** Veuillez identifier les experts internes mentionnés à la référence (ii) et fournir l'information justifiant leur expertise.

#### **Réponse :**

1            **Les spécialistes d'Hydro-Québec sont constitués des ressources humaines**  
2            **d'expérience spécialisées dans leurs domaines respectifs soit notamment la**  
3            **gestion des risques, la planification et l'estimation de projet, la planification et**  
4            **l'exploitation des réseaux autonomes, la planification et l'exploitation du réseau**  
5            **de transport et les enjeux environnementaux.**

**16.2** Veuillez indiquer si ces experts ont émis un rapport concernant leur évaluation de la précision des données.

#### **Réponse :**

6            **Non.**

**16.3** Si oui, veuillez déposer ce rapport.

#### **Réponse :**

7            **Sans objet.**

**16.4** Si non, veuillez indiquer sur quelle base la méthode Monte-Carlo et les données résultant de la simulation utilisant cette méthode ont été retenues.

---

**Réponse :**

1           **Voir la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 4 de**  
2           **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-12, document 2.**

**16.5** Pour chacun des scénarios, veuillez expliquer et justifier les valeurs Min et Max relatives aux investissements.

**Réponse :**

3           **Voir la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 4 de**  
4           **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-12, document 2.**

**16.6** Veuillez expliquer et justifier les valeur Min et Max relatives aux autres rubriques.

**Réponse :**

5           **Voir la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 4 de**  
6           **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-12, document 2.**

**16.7** Pour ces autres rubriques, veuillez préciser si les valeurs Min et Max s'appliquent à chacune des années de la période d'analyse.

**Réponse :**

7           **En général, les valeurs Min et Max s'appliquent pour chacune des années de la**  
8           **période d'analyse sauf pour les prévisions du mazout, du diesel et du GNR.**

**17. Référence :** R-4052-2018, B-0007, annexe 5, page 3

**Préambule :**

La référence présente un graphique montrant l'évolution du coût global actualisé des différentes options retenues par le Transporteur dans le cadre de la demande d'autorisation d'une ligne à 735 kV entre le poste Micoua et le poste du Saguenay.

**Demandes :**

**17.1** Veuillez fournir une figure semblable à celle de la référence pour chacun des scénarios analysés pour les coûts correspondant à l'Estimation. Veuillez également fournir un tableau présentant les valeurs.

**Réponse :**

9           **En ce qui a trait aux valeurs recherchées, le Distributeur réfère l'intervenant au**  
10           **fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce HQD-12-11.02.xlsx,**  
11           **onglet « Économique ».**

12           **Quant aux figures demandées, le Distributeur rappelle qu'il incombe aux**  
13           **intervenants de constituer leur preuve.**

**17.2** Veuillez fournir une figure semblable à celle de la référence pour chacun des scénarios analysés pour les coûts correspondant à la Médiane. Veuillez également fournir un tableau présentant les valeurs.

**Réponse :**

- 1 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information puisque les données**
- 2 **proviennent d'une simulation Monte-Carlo. Voir la réponse à la question 17.1.**