

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

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4
DE L'AQPER RELATIVE À LA PHASE 3 DE LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISCELLE TRIBUTEUR**

1. Références : (i) Pièce B-0204, page 12, lignes 19 à 28

Préambule :

Réf. (i) :

« **S-2 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé)**

Ce scénario consiste en :

- Deux câbles¹⁴ 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 ;
- L'ajout de postes convertisseurs aux deux extrémités, pour convertir le courant alternatif en courant continu au poste de Percé, et convertir le courant continu en courant alternatif au poste de Cap-aux-Meules ;
- Le maintien de la centrale actuelle en réserve, convertie au diesel léger, afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation. »

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer le coût prévu pour les éléments suivants :

- Deux câbles d'une capacité de 80 MW de 225 km à courant continu (référence i);
- Deux postes convertisseurs aux deux extrémités (référence i);
- Conversion de la centrale actuelle au diesel léger (référence i).

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.**

3 **Les coûts liés à la conversion de la centrale sont estimés à 11,5 M\$ 2020. Voir**
4 **la réponse à la question 6.3 de la demande de renseignements n° 10 de la Régie**
5 **à la pièce HQD-12, document 1 (B-0248).**

2. Références : (i) Pièce B-0204, page 14, lignes 6 à 26

Préambule :

Réf. (i) :

« **1.2. Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié (GNL)**

S-5 – Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié (conventionnel)

Ce scénario se détaille comme suit :

- Le remplacement de quatre des six moteurs diesel existants de la centrale de Cap-aux-Meules actuelle par des moteurs bicarburant de capacité d'environ 11 MW chacun, avec mises en service projetées de 2027 à 2028 ;

- Le maintien de deux groupes diesel pour la gestion des pointes et la fiabilité de l'approvisionnement ;
- L'ajout d'un 7^e moteur bicarburant considéré pour la croissance de la charge, avec mise en service projetée en 2026.

Le type de moteur bicarburant fonctionnerait au gaz naturel à ~95 % et au diesel léger à ~5 %. Il peut néanmoins fonctionner à 100 % au diesel léger dans l'éventualité d'une indisponibilité de gaz naturel.

En ce qui concerne le transport et l'entreposage du carburant, le scénario inclut:

- Le transport du gaz naturel (conventionnel ou renouvelable) sous forme liquéfiée (ou GNL) par voie terrestre sur le continent (selon la source de GNL et le port d'embarquement), puis par iso-conteneurs cryogéniques transportés par bateau et finalement par camions-remorques entre le port de Cap-aux-Meules et la centrale ;
- L'ajout de réservoirs de stockage pour 5 000 m³ à la centrale et d'un système de vaporisation redondant ;
- Le maintien d'un réservoir existant de 10 000 m³ converti au diesel léger, afin de servir de réserve pour les éventualités d'un retard dans la chaîne d'approvisionnement en GNL. »

Demande :

2.1 Veuillez indiquer le coût prévu pour les éléments suivants (voir référence (i)):

- Le remplacement de quatre des six moteurs diesel existants de la centrale de Cap-aux-Meules actuelle par des moteurs bicarburant de capacité d'environ 11 MW chacun,
- Le maintien de deux groupes diesel pour la gestion des pointes et la fiabilité de l'approvisionnement;
- L'ajout d'un 7^e moteur bicarburant considéré pour la croissance de la charge;
- L'ajout de réservoirs de stockage pour 5 000 m³ à la centrale et d'un système de vaporisation redondant;
- Le maintien d'un réservoir existant de 10 000 m³ converti au diesel léger, afin de servir de réserve pour les éventualités d'un retard dans la chaîne d'approvisionnement en GNL.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.6.6 de la demande de renseignements n° 4 du**
2 **RTIEÉ à la pièce HQD-12, document 10. Les coûts d'investissements associés**
3 **au remplacement de quatre moteurs diesel par des moteurs bicarburant**
4 **correspondent au montant présenté à cette réponse pour les scénarios S-15 à**
5 **S-17. L'estimation du coût pour le 7^e moteur bicarburant correspond à l'écart**
6 **des coûts des investissements présentés pour le scénario S-6, soit 37,8 M\$**
7 **courants (les investissements sont identiques pour les scénarios S-5 et S-6).**
8 **Les montants présentés pour le stockage et la vaporisation incluent**
9 **l'investissement associé aux iso-conteneurs cryogéniques ; la ventilation des**
10 **montants n'est pas disponible.**

1 Le Distributeur précise qu'aucun coût des investissements n'est pris en compte
2 pour le maintien de deux groupes diesel et d'un réservoir existant de 10 000 m³.
3 Leur conversion au diesel léger aura un impact marginal sur les charges
4 d'entretien, prises en compte dans les coûts associés aux charges. À cet égard,
5 voir le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce
6 HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Économique ».

3. Références :
- (i) Pièce B-0204, page 16, lignes 20 à 25
 - (ii) <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1865614/centrale-biomasse-electricite-scierie-copaux-residus-bois>
 - (iii) Pièce B-0204, page 17, lignes 10 à 14

Préambule :

Réf. (i) :

**« 3.1.5. Nouvelle centrale à la biomasse
S-13 – Centrale à la biomasse à trois chaudières**

Ce scénario consiste en :

- Une *nouvelle* centrale à trois chaudières à lit fluidisé bouillonnant (BFB) et turbines à vapeur de 35 MW, alimentées par des copeaux de bois, avec mise en service projetée en 2025 ;
- Le transport du bois aux IDLM (biomasse importée) sous forme de billots, puis transformé en copeaux sur place ; » (Nos soulignés)

Réf. (ii) :

« Sans la centrale de biomasse, les scieries sont prises avec leurs déchets de bois

La perte d'une centrale électrique alimentée à la biomasse sur la rive sud de la Nouvelle-Écosse a obligé la plus grande scierie de la région et d'autres à se démener pour trouver un endroit où envoyer les copeaux de bois et les écorces.

Brooklyn Power ne fonctionne plus depuis que des vents violents ont renversé sa cheminée le 18 février. La tempête a aussi causé d'importants dommages à un entrepôt sur le site. Emera, dit que ça va prendre des mois pour réparer les dégâts.

Entre-temps, les scieries qui comptaient sur le site pour acheter leurs sous-produits pour alimenter la turbine à vapeur de 30 mégawatts se retrouvent sans marché de remplacement.

[...] ; » (Nos soulignés)

Réf. (iii) :

« S-14 – Centrale à la biomasse à deux chaudières

Ce scénario comporte une nouvelle centrale, selon un concept similaire au scénario S-13, mais à deux chaudières BFB de 35 MW plutôt que trois.

Ce concept à deux chaudières permet de réduire les coûts d'investissement, mais trois groupes diesels doivent être maintenus dans la centrale existante pour assurer le critère de fiabilité (N-1) X 90 %.; »

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer qu'elle est l'estimation de coût de la centrale à trois chaudières mentionnées à la référence (i).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.7.7 de la demande de renseignements n° 4 du**
2 **RTIEÉ à la pièce HQD-12, document 10.**

3.2 Veuillez indiquer qu'elle est l'estimation du coût de la centrale à deux chaudières mentionnées à la référence (iii)

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 4.7.7 de la demande de renseignements n° 4 du**
4 **RTIEÉ à la pièce HQD-12, document 10.**

3.3 Veuillez indiquer qu'elle est l'estimation du coût pour le maintien de trois groupes diesel maintenus dans la centrale existante mentionné à la référence (iii).

Réponse :

5 **Le Distributeur n'a considéré aucun coût d'investissements initial pour le**
6 **maintien de trois groupes diesel existants. Un coût annuel d'investissements**
7 **est toutefois considéré pour assurer la pérennité des groupes diesel pour le**
8 **scénario S-14, en plus des charges associées à ce maintien. À cet égard, voir**
9 **les écarts entre les coûts des scénarios S-13 et S-14 dans le fichier Excel,**
10 **déposé sous pli confidentiel comme pièce HQD-12-11.02.xlsx, onglet**
11 **« Économique ».**

3.4 Veuillez indiquer si les estimations de coût pour les scénarios 13 et 14 incluent le coût en énergie nécessaire pour la production de copeaux à partir de billots importés. Le cas échéant, veuillez indiquer l'estimation de ces coûts.

Réponse :

12 **Oui.**
13 **Pour évaluer le potentiel de la filière de la biomasse pour le réseau des IDLM,**
14 **le Distributeur a mandaté une firme d'ingénierie pour réaliser une étude de**
15 **pré faisabilité. Les scénarios recommandés par la firme prévoient un broyeur à**
16 **bois fonctionnant au diesel. Une consommation totale de 150 tonnes de diesel**
17 **par année a été estimée pour le fonctionnement du broyeur et pour le**
18 **démarrage des bouilloires. Les coûts associés à cette consommation étant**
19 **inclus dans l'évaluation globale des coûts d'opération de la centrale à la**
20 **biomasse, le Distributeur ne dispose pas de la ventilation détaillée des coûts**
21 **estimés.**

1 **Le volume de diesel associé aux besoins de la centrale à la biomasse n'est par**
 2 **ailleurs pas inclus dans les quantités présentées dans le fichier Excel, déposé**
 3 **sous pli confidentiel comme pièce HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Sources**
 4 **d'énergie ». Les émissions de GES associées à cette consommation ont**
 5 **toutefois été évaluées (voir ledit fichier Excel HQD-12-11.02.xlsx, onglet**
 6 **« GES »).**

3.5 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'a pas envisagé l'importation de copeaux en provenance de scieries situées à l'extérieur de l'île (voir référence (ii)).

Réponse :

7 **Dans le cadre de l'étude, la firme mandatée par le Distributeur a comparé les**
 8 **coûts liés à l'importation de la biomasse sous forme de copeaux (« wood**
 9 **chips »), de billots (« logs ») et de granules (« pellets »). Le tableau R-3.5**
 10 **montre les résultats de cette analyse comparative.**

TABLEAU R-3.5 :
COMPARAISON DES COÛTS DE LA BIOMASSE, SELON LES SCÉNARIOS D'IMPORTATION
SOUS FORME DE COPEAUX, DE BILLOTS ET DE GRANULES

Cost	Units	Wood Chips with Forest Biomass	Logs	Pellets
Bulk Material	\$/T	101	76	215
Transportation	\$/T	79	65	58
Chipper OPEX ¹	\$/T	N/A	4.8	N/A
Total	\$/T	180	146	273
Total	\$/yr	58,960,000	47,850,000	43,740,000
Chipper CAPEX	\$	N/A	2,290,000	N/A
Storage Building CAPEX ^{2,3}	\$	17,810,000	9,670,000	10,000,000

¹The chipper OPEX accounts for the cost of fuel, doubled to account for maintenance costs, and an assumed life expectancy of five years.

²Building size is based on storage area required with stacking/piling 7m in height and 10m in footprint added to the length and width beyond storage areas for walkways, reclaiming, etc.

³Building size for the pellets accounts for more building amenities (i.e. ventilation, etc.) and the cost for a more complex/expensive reclaiming system.

11 **Cette analyse a révélé que l'importation sous forme de billots était le scénario**
 12 **le plus économique. La densité des copeaux de bois étant par ailleurs environ**
 13 **deux fois plus faible que celle des billots (350 kg/m³ vs 690 kg/m³), l'importation**
 14 **de copeaux représenterait un volume deux fois plus élevé à transporter et à**
 15 **entreposer.**

16 **Il est important de préciser que le tableau R-3.5 présente un coût de**
 17 **combustible environ 10 % inférieur pour les granules comparativement aux**

1 billots de bois, en raison d'une densité énergétique environ deux fois plus
2 élevée. La firme mandatée précise que cet écart se situe dans la marge d'erreur
3 de l'analyse, et surtout que les coûts des investissements associés au scénario
4 d'utilisation de granules sont considérablement plus élevés, puisque la
5 technologie de chaudières CFB (chaudières à lit fluidisé circulant), mieux
6 adaptée pour les granules, est plus coûteuse que la technologie BFB
7 (chaudières à lit fluidisé bouillonnant) utilisée avec les billots. Ainsi, malgré une
8 économie estimée de 10 % sur les coûts du combustible, le coût global
9 actualisé du scénario d'utilisation de granules serait supérieur¹ à celui de
10 l'utilisation de billots de bois.

11 Par ailleurs, les chaudières CFB ont un régime minimum autour de 40 % de leur
12 puissance (minimum de 14 MW sur une capacité de 35 MW), ce qui
13 représenterait un problème avec le profil de charge du réseau des IDLM. Ces
14 deux éléments combinés impliqueraient d'importants rejets de la production de
15 source éolienne. Cet élément n'a pas été pris en compte par la firme dans sa
16 comparaison économique des combustibles.

17 Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur a retenu l'hypothèse d'une
18 importation de la biomasse sous forme de billots de bois pour les
19 scénarios S-13 et S-14, tel que recommandé par la firme.

4. Références : (i) Pièce B-0248, pages 26 et 27, lignes 9 à 11 et lignes 1 à 5

Préambule :

Réf. (i) :

« 5.4 Veuillez préciser si les scénarios de raccordement via la Gaspésie incluent des investissements dans le réseau de transport autres que ceux inhérents à la mise en place de la ligne reliant Gaspé aux IDLM.

5.4.1 Dans l'affirmative, veuillez préciser ces coûts.

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. » (Nos soulignés)

Demandes :

4.1 Veuillez définir les travaux mineurs mentionnés à la référence (i).

¹ Écarts estimés par la firme à + 12 M\$ act. 2021 pour le scénario à 2 bouilloires (scénario S-14) et + 121 M\$ act. 2021 pour le scénario à 3 bouilloires (scénario S-13).

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 4 de**
2 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-12, document 2.**

4.2 Veuillez indiquer quelle est l'hypothèse des besoins en pointe du réseau aux IDLM utilisée par le Transporteur lorsqu'il a évalué le coût du projet de raccordement. Veuillez fournir les prévisions des demandes de pointe par année pour toutes les années composant la période d'analyse du Transporteur.

Réponse :

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

4.3 Veuillez indiquer si les travaux mineurs décrit à la référence (i) sont liés aux prévisions de charge aux IDLM. Le cas échéant, veuillez indiquer si les travaux à être effectués sur le réseau pourraient être plus importants lorsque la charge des IDLM sera à son maximum résultant de la conversion maximale du chauffage des espaces à l'électricité.

Réponse :

- 4 **Les travaux mineurs décrits à la référence (i) ne sont pas liés à la prévision des**
5 **besoins du réseau des IDLM.**

5. Références : (i) Pièce B-0248, page 30, Tableau R-5.9

Préambule :

TABLEAU R-5.8 :
PRÉCISION DES DONNÉES POUR LES SIMULATIONS MONTE-CARLO

	S1		S3		S4		S6		S7		S8		S9		S10		S11		S12		S13		S14		S15		S16		S17		
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
Charges																															
Entretien	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	
Pérennité																															
Croissance																															
Exploitation	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	
Carburant																															
-Mazout lourd-Quantité	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	
-Mazout lourd-prix	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	
-Diesel-Quantité	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%	
-Diesel-prix	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	
-GNL-R-Quantité																															
-GNL-R-prix																															
GES	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	-5%	150%	
Achats d'énergie DDN	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%	
Achats d'électricité - réseau intégré	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%	
PUEE	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	
TSP	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	
Investissements																															
Entretien	-20%	75%	-21%	62%	-12%	60%	-14%	122%	-18%	65%	-17%	97%	-15%	103%	-15%	105%	-10%	78%	-10%	81%	-5%	110%	-8%	108%	-13%	116%	-13%	115%	-13%	116%	
Capex-Pérennité	-20%	75%	-21%	62%	-12%	60%	-14%	122%	-18%	65%	-17%	97%	-15%	103%	-15%	105%	-10%	78%	-10%	81%	-5%	110%	-8%	108%	-13%	116%	-13%	115%	-13%	116%	
Capex-investissements	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	
Valeur résiduelle	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%	
Revenus	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%	

Note :

Concernant le mazout lourd et le diesel, les variations ne sont pas exprimées en pourcentages, mais se réfèrent aux prévisions de l'Energy Information Administration (EIA) selon les scénarios faible et fort.

Demands :

5.1 Veuillez indiquer à quel moment les hypothèses utilisées ont été mises à jour dans les simulations de Monte-Carlo utilisées pour produire le Tableau R-5.8.

Réponse :

1 **Les diverses hypothèses de coûts utilisées dans le cadre de l'analyse ont été**
2 **mises à jour entre octobre 2020 et mars 2021.**

5.2 Veuillez indiquer si l'information qui se trouve au Tableau R-5.8 est représentative de la situation économique actuelle, soit une forte montée du prix des combustibles fossiles ainsi que de l'inflation sur plusieurs biens et services nécessaires à la réalisation des différents scénarios envisagés dans le présent dossier.

Réponse :

3 **L'information qui se trouve au tableau R-5.8 est représentative des**
4 **perspectives économiques et énergétiques prévues à moyen et long terme au**
5 **moment de l'analyse. Les incertitudes considérées dans le cadre des**
6 **simulations Monte-Carlo ont justement pour but de mesurer la sensibilité des**
7 **scénarios aux divers paramètres qui peuvent notamment fluctuer selon**
8 **l'évolution du contexte économique et énergétique**

5.3 Veuillez fournir le lien Web donnant accès aux prévisions de l'EIA auquel réfère le Distributeur à la note au bas du Tableau R-5.8 reproduit en préambule.

Réponse :

9 **Les prévisions de l'EIA utilisées au tableau R-5.8 sont disponibles à l'adresse**
10 **Internet suivante :**

11 https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo21/tables_side.php

12 **Pour le scénario faible, les prévisions proviennent de la table *Total Energy***
13 ***Supply, Disposition, and Price Summary* de la colonne *Low oil price*.**

14 **Pour le scénario fort, les prévisions proviennent de la table *Total Energy***
15 ***Supply, Disposition, and Price Summary* de la colonne *High oil price*.**

5.4 Veuillez expliquer pour chacun des 17 scénarios les valeurs Min et Max des lignes Capex-Pérennité et Capex-investissements. À titre d'exemple, nous aimerions comprendre pourquoi le Distributeur a estimé à 115 % le niveau de précision Max du Capex-investissements pour le scénario 16 vs 92 % pour le niveau de précision Max du scénario 3.

Réponse :

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

6. **Références :**
- (i) Pièce B-0248, page 31, lignes 1 à 13
 - (ii) https://plus.lapresse.ca/screens/7661ab82-d01c-4c3f-a378-692fe43c64e0__7C__0.html

Préambule :

Réf. (i) :

« 5.9 Veuillez expliquer que le Distributeur évalue que le câble sous-marin à partir de Gaspé est le scénario le moins risqué sur la base des simulations de Monte-Carlo réalisées. Dans l'affirmative, veuillez expliquer cette situation.

Réponse :

D'emblée, le Distributeur tient à rectifier la compréhension de la Régie à l'effet qu'il n'a pas affirmé que le scénario par câbles sous-marins à partir de Gaspé (S-3) s'avérait le moins risqué sur la base des simulations Monte-Carlo. En effet, afin de classer les scénarios selon leurs niveaux de risques, le Distributeur propose de considérer l'amplitude des risques sur la base des écarts entre les coûts minimum et maximum de l'analyse probabiliste. Selon cette approche, le scénario S-3 arrive en deuxième place (amplitude de 1 288 M\$ act. 2021), après le scénario S-16 (amplitude de 1 186 M\$ act. 2021). L'amplitude des risques illustrée en référence (i) révèle par ailleurs une exposition aux risques plus élevée pour les scénarios avec une importante consommation de combustible fossile (S-1, S-7, S-8, S-11 et S-12). L'amplitude des risques du scénario S-3, effectivement moins élevée, est quant à elle principalement liée à l'incertitude sur les coûts d'investissement à ce stade-ci de l'avant-projet » (Nos soulignés)

Réf. (ii) :

« **LIEN ENTRE LE QUÉBEC ET NEW YORK
LA FACTURE ATTEINT 4,5 MILLIARDS US**
HÉLÈNE BARIL
LA PRESSE

De 1,9 milliard US qu'il était lorsqu'il a été proposé, le coût de l'interconnexion sous le lac Champlain pour acheminer l'électricité du Québec à New York est maintenant estimé à 4,5 milliards US.

Le projet connu sous le nom de Champlain Hudson Power Express est un lien de 545 kilomètres entre la frontière du Québec et la ville de New York, piloté par Transmission Developers inc., un promoteur privé partenaire d'Hydro-Québec et appuyé financièrement par Blackstone. Il a déjà obtenu tous les permis nécessaires et est en attente des dernières autorisations de l'État de New York avant d'être mis en chantier.

À l'origine, les promoteurs prévoyaient une mise en service de l'interconnexion en 2015. Le début des livraisons à New York est maintenant prévu 10 ans plus tard, soit en 2025. Dans l'intervalle, les coûts pour construire et enfouir la ligne de transport d'électricité ont plus que doublé et s'élèvent maintenant à 4,5 milliards US, soit plus de 5,7 milliards de dollars canadiens.

Par comparaison, le projet d'interconnexion entre la frontière du Québec et le Massachusetts, qui est maintenant paralysé en raison de l'opposition du Maine, est estimé à 1 milliard US. Il s'agit d'un lien plus court (233 km) et construit en aérien plutôt qu'enfoui.

TECHNOLOGIE COÛTEUSE

Champlain Hudson Power Express sera en partie sous-marin et partiellement enfoui sous terre. « C'est une technologie plus coûteuse », confirme Lynn Saint-Laurent, porte-parole d'Hydro-Québec. [...] » (Nos soulignés)

Demandes :

6.1 Veuillez concilier l'affirmation faite à la référence (i) à l'effet que les risques du scénario 3 en raison de l'incertitude des coûts de construction sont moins importants que pour les autres scénarios avec l'importante hausse des coûts d'un projet de câble en grande partie sous-marin du projet Champlain Hudson Power Express (CHEP) (136 % de hausse des coûts) mentionné à la référence (ii).

Réponse :

1 **L'article fait référence au projet du partenaire américain dans l'État de**
2 **New York. Hydro-Québec ne dispose pas des informations expliquant les écarts**
3 **de coûts mentionnés.**

6.2 Veuillez indiquer pourquoi l'estimation de coût du projet de câbles sous-marin associée au scénario privilégié (scénario 3) ne serait pas exposée à une possible hausse de coût de l'ampleur du projet mentionné à la référence (ii).

Réponse :

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

7. Références : (i) Pièce B-0248, page 31, lignes 20 à 25 et page 32, ligne 1 à page 34, ligne 9
(ii) <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1865614/centrale-biomasse-electricite-scierie-copaux-residus-bois>

Préambule :

Réf. (i) :

« 5.11 Veuillez préciser les hypothèses et les projections de coûts, sur la période d'analyse, pour les éléments suivants :

- *Les combustibles considérés dans les différents scénarios (mazout lourd, diesel léger, diesel renouvelable, GNL, GNL-R, etc.);*
- *Les systèmes de stockage;*
- *Les éoliennes;*
- *Les éoliennes en mer*
- *Les émissions de GES; et*
- *Les achats d'électricité.*

Réponse :

[...]

Mazout lourd et diesel : projection basée sur la prévision centrée de l'Annual Energy Outlook de EIA publiée en février 2021, intégrant les coûts de transport jusqu'à la centrale de Cap-aux-Meules.

GNL-R et GNL : projection en \$/m³ sous forme gazeuse. Le coût inclut la liquéfaction, mais exclut le transport par bateau et par camions-remorques, le stockage et la vaporisation qui sont estimés à XXXX, indexé à 2 % par année (comptabilisé à la rubrique « Exploitation »).

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

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

Systèmes de stockage d'énergie (SSÉ):

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

Éoliennes terrestres :

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

Un coût d'investissement additionnel estimé à 19,5 M\$2020 est requis pour l'ajout d'un compensateur synchrone pour les scénarios à deux éoliennes. Pour les scénarios à quatre éoliennes, le coût pour l'ajout de deux compensateurs synchrones est estimé à 30 M\$2020. La durée de vie de ces équipements est estimée à 40 ans et leur remplacement (en 2065) est considéré au même coût (plus inflation). Les coûts annuels d'opération et maintenance (comptabilisés dans la rubrique Exploitation) sont estimés à 61,9 k\$2020/MW.

Éoliennes en mer :

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

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

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

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

Achats d'électricité :

Le coût des achats d'électricité est basé sur le coût évité de l'énergie du réseau intégré à compter de 2027, tel que présenté dans l'État avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-202910, soit 8,4 ¢/kWh (\$ 2020) indexé à l'inflation. Les quantités sont quant à elles basées sur la prévision de la demande, moins les productions estimées de la centrale de Cap-aux-Meules et du parc éolien de la Dune-du-Nord, en considérant un taux de pertes marginales associé au raccordement sous-marin estimé à 4 %.

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

Demandes :

GNL-R et GNL

7.1 Veuillez indiquer quelles sont les sources et les hypothèses pour l'estimation du coût de liquéfaction.

Réponse :

1 **Les hypothèses de coûts de transport, de stockage, de vaporisation et de**
2 **liquéfaction, de même que le taux d'inflation associés à ces coûts sont basées**
3 **sur une proposition globale d'Énergir. Le Distributeur a jugé que le taux**
4 **d'inflation de 2 % utilisé par Énergir dans sa proposition semblait valable**
5 **considérant que ce taux correspond à la cible d'inflation de la Banque du**
6 **Canada.**

7.2 Veuillez indiquer si les coûts de liquéfaction diffèrent selon que le gaz à liquéfier est du GNR ou du gaz naturel standard.

Réponse :

7 **Non.**

7.3 Veuillez justifier l'utilisation d'un taux d'inflation de 2 %.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 7.1.**

Biomasse

7.4 Veuillez indiquer quelles sont les sources et les hypothèses justifiant l'estimation du coût de 146 \$2021/tonne. Veuillez ventiler ce coût par type de dépenses, soient : la fourniture sous forme de billots de bois, le transport et les coûts d'opération et de maintenance du broyeur à bois.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.5.**

7.5 Veuillez indiquer qu'elle est le taux d'inflation utilisé pour l'estimation du coût de la biomasse.

Réponse :

2 **Comme suggéré par la firme d'ingénierie mandatée pour étudier les scénarios**
3 **de centrale à la biomasse, le Distributeur a utilisé un taux d'inflation de 1 % par**
4 **année pour le coût de la biomasse.**

GES

7.6 Veuillez justifier l'hypothèse d'avoir une indexation à 5 % plus inflation pour la valeur des GES. Veuillez indiquer qu'elles sont les hypothèses concernant le taux d'inflation à ajouter au 5 % comme mentionné à la référence (i).

Réponse :

5 **Pour établir le prix des émissions de GES en \$ par tonne, le Distributeur a utilisé**
6 **l'hypothèse d'une hausse de 5 % plus l'inflation afin de refléter le mécanisme**
7 **d'augmentation du prix plancher tel qu'il est prévu au règlement des enchères.**
8 **Quant au taux d'inflation utilisé aux fins du calcul, il fait référence à l'indice des**
9 **prix à la consommation des États-Unis publié par IHS Markit.**

Systèmes de stockage d'énergie (SSÉ)

7.7 Veuillez, indiquer quelles sont les sources et les hypothèses justifiant l'estimation du coût du système de stockage d'énergie (SSÉ).

Réponse :

10 **L'estimation des coûts pour les systèmes de stockage d'énergie est basée sur**
11 **un coût de fourniture du matériel de [REDACTED]**
12 **[REDACTED], auquel s'ajoute une estimation paramétrique des coûts de**
13 **projet (étude d'avant-projet, ingénierie, travaux civils, appareillage électrique,**
14 **intégration au système de commande, gestion de chantier, administration,**
15 **essais et mise en service, intérêts et frais divers), réalisée par une équipe projet**
16 **d'Hydro-Québec.**

Éoliennes terrestres

7.8 Veuillez justifier pourquoi vous n'avez pas inclus les coûts d'intégration.

Réponse :

1 **Comme mentionné à la référence (i), le Distributeur rappelle que le coût**
 2 **d'intégration estimé à 2 M\$2020 par bloc de deux éoliennes a été inclus à**
 3 **l'analyse pour l'investissement initial. L'exclusion des coûts d'intégration**
 4 **mentionnée à la même référence concerne uniquement le coût des**
 5 **remplacements. Cette exclusion s'explique par le fait que les coûts**
 6 **d'intégration sont essentiellement liés à l'addition d'un nouveau parc éolien et**
 7 **ne sont donc pas applicables pour les remplacements.**

7.9 Veuillez indiquer qu'elle est le coût d'intégration pour les scénarios avec éolienne terrestre.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 7.8.**

Éoliennes en mer

7.10 Veuillez, indiquer quelles sont les sources et les hypothèses pour l'estimation du coût des éoliennes en mer.

Réponse :

9 **Comme mentionné en réponse à la question 5.11 de la demande de**
 10 **renseignements n° 10 de la Régie à la pièce HQD-12, document 1 (B-0248), le**
 11 **Distributeur rappelle qu'il n'a pas été en mesure d'obtenir une proposition**
 12 **budgétaire, malgré ses démarches auprès de deux manufacturiers d'éoliennes**
 13 **en mer. Le coût des investissements retenu pour les éoliennes en mer est par**
 14 **conséquent issu de données publiques fournies par une firme. Ces**
 15 **informations sont présentées au tableau R-7.10.**

TABLEAU R-7.10 :

Project Name	Developer	MW	CAPEX	USD - M\$/MW	Turbine model
US Wind Maryland (MarWin)	US Wind Inc.	248	1375	5,54	Not Decided
South Fork	Ørsted US Offshore Wind (formerly Deepwater Wind LLC)	130	740	5,69	SG 8.0-167 DD (Siemens Gamesa)
Skipjack	Skipjack Offshore Wind, LLC	120	720	6	Haliade-X 12 MW (GE Energy)
Icebreaker	Icebreaker Windpower, Inc.	20,7	126	6,09	V126-3.45MW (MHI Vestas Offshore Wind)

7.11 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé la possibilité de mettre en place un parc éolien de plusieurs centaines de MW d'éoliennes en mer, à proximité des IDLM, pouvant ainsi rentabiliser le câble sous-marin en y augmentant sa capacité de transit.

Réponse :

1 **Non. Bien qu'un parc éolien de plusieurs centaines de MW serait effectivement**
2 **susceptible de réduire significativement le coût unitaire des investissements,**
3 **le Distributeur doute qu'un tel scénario puisse être globalement compétitif sur**
4 **un horizon à court et moyen terme, avec le coût évité en énergie du réseau**
5 **intégré pris en compte dans le cadre de l'analyse.**

7.12 Veuillez justifier l'hypothèse d'une durée de vie de 20 ans pour les éoliennes en mer vs
40 ans pour les éoliennes terrestres.

Réponse :

6 **Le Distributeur souhaite rectifier la compréhension de l'intervenant. En effet, la**
7 **référence (i) précise que « La durée de vie considérée est de 20 ans » pour les**
8 **éoliennes terrestres et non pas de 40 ans comme formulé dans la question. La**
9 **durée de vie de 40 ans concerne celle des compensateurs synchrones, tant**
10 **pour les scénarios d'éoliennes terrestres que pour les scénarios d'éoliennes en**
11 **mer.**