# RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 10 DE LA RÉGIE

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 10 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR**

---

**1. Références :** (i) Dossier R-3986-2016, décision D-2017-140, p. 95 à 96 ;
(ii) Pièce B-0204, p. 6 et 7.

**Préambule :**

(i) « *Dans le présent dossier* [R-3986-2016], *le Distributeur présente à la Régie un plan d'action afin de réduire ses coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale dans les réseaux autonomes. Il prévoit la conversion totale ou partielle des différents réseaux d'ici 2020. Il indique que les projets devront répondre aux orientations suivantes, soit être:*

- *techniquement réalisables;*
- *économiquement rentables;*
- *acceptable d'un point de vue environnemental; et,*
- *accueillis favorablement par la communauté.*

[…] *la Régie approuve le plan d'action du Distributeur et ses orientations relativement à la conversion des réseaux autonomes. Elle ordonne au Distributeur de déposer un suivi détaillé de son évolution dans le cadre des prochains états d'avancement du Plan.* » [nous soulignons]

(ii) « *Dans sa décision D-2017-140, la Régie a approuvé le plan d'action du Distributeur et ses orientations relativement à la conversion des réseaux autonomes à des sources d'énergie renouvelable. La figure 1 rappelle ces orientations applicables aux projets de conversion des réseaux autonomes.*

**FIGURE 1 : CRITÈRES DE SÉLECTION APPLICABLES AUX PROJETS DE CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES À DES ÉNERGIES RENOUVELABLES**

**Demandes :**

1.1 Veuillez préciser et expliquer les équivalences et les différences entre les orientations approuvées par la Régie dans le cadre du dossier R-3986-2016 (référence (i)) et les critères établis pour l'intégration d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes par le Distributeur (références (ii)).

**Réponse :**

**Le Distributeur précise que ce sont les quatre orientations approuvées par la Régie lors du dossier R-3986-2016 qui ont été considérées dans le cadre de la stratégie de conversion du réseau des Iles-de-la-Madeleine (IDLM). Bien que ces orientations puissent parfois être libellées différemment des orientations approuvées par la décision D-2017-140, elles réfèrent aux mêmes réalités.**

**Ainsi, l'orientation visant l'acceptabilité d'un point de vue environnemental se traduit notamment et explicitement par le critère de réduction des émissions de gaz à effet de serre, compte tenu de l'objectif visé de la transition énergétique dans les réseaux autonomes. Quant à l'idée d'un projet techniquement réalisable, il s'agit de développer un projet permettant au Distributeur d'offrir un approvisionnement fiable. La rentabilité d'un projet se traduit par rapport à une réduction des coûts d'approvisionnement. Quant à l'acceptabilité sociale, il s'agit naturellement d'avoir un projet accueilli favorablement par la communauté.**

**Hydro-Québec utilise également parfois indistinctement, dans certaines communications, le mot « critère » plutôt qu'« orientations ».**

1.2 Veuillez préciser si le Distributeur demande à la Régie d'approuver les critères applicables aux projets de conversion des réseaux autonomes à des énergies renouvelables, en lieu et place des orientations préalablement approuvées par cette dernière.

**Réponse :**

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

**2. Références :** (i) Pièce B-0204, p. 7 et 8;
(ii) Pièce B-0204, p. 11;
(iii) Pièce B-0204, p. 22;
(iv) Pièce B-0204, p. 11 à 19;
(v) Site internet d'Hydro-Québec, Microréseau de Lac-Mégantic;
(vi) Pièce B-0204, p. 18 et 19.

**Préambule :**

(i) « […] *Globalement, le choix des scénarios et leur évaluation quant aux quatre orientations se conforment, sans ordre chronologique précis ni d'importance, aux prémisses suivantes :*

- *Les scénarios offrant une réduction des émissions de GES supérieure sont privilégiés ;*
- *Les scénarios démontrant un niveau d'acceptabilité sociale marqué de la part de la communauté sont privilégiés ;*
- *Les concepts à analyser sont choisis de façon à atteindre le niveau de fiabilité de l'approvisionnement minimal requis, tel que défini à la section 0* [section 2.2.3] *;*
- *Les scénarios doivent minimalement permettre de réduire les coûts de l'approvisionnement par rapport au statu quo (sur une période d'analyse de 2021 à 2067).* »

(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.* » [nous soulignons]

(iii) « *Comme l'ensemble des scénarios analysés ont été dimensionnés de façon à respecter le critère de fiabilité, tel qu'expliqué à la section 0* [section 2.2.3]*, la fiabilité de l'approvisionnement n'a pas été un facteur déterminant pour la conclusion de l'analyse.* »

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

*S-3 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe* […]

*S-4 – Raccordement au moyen d'un câble sous-marin via la Nouvelle-Écosse* […]

*S-17 – Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes et d'un parc solaire centralisé de 10 MW* ».

(v) « *L'expertise acquise à Lac-Mégantic permettra de transposer les technologies du microréseau dans les réseaux éloignés non raccordés au réseau principal, actuellement dépendants aux combustibles fossiles, pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre tout en assurant un avenir énergétique durable pour les générations futures.*

*Le projet permettra également de faire évoluer le réseau principal d'Hydro-Québec pour assurer une intégration harmonieuse des ressources énergétiques décentralisées.* » [nous soulignons]

(vi) « *Le solaire distribué constituerait également en un concept beaucoup plus risqué qu'un parc solaire centralisé. En effet, en sus d'être généralement plus coûteux qu'un parc solaire, le facteur d'utilisation moyen du solaire sur toitures serait inférieur à celui d'un parc en raison de l'orientation et des angles des toitures non optimales. Le solaire distribué serait aussi significativement plus complexe à contrôler dans le contexte d'un réseau autonome. Un plafonnement dynamique de la production solaire serait effectivement requis pour maintenir l'équilibre charge-production en temps réel, ajoutant par conséquent aux coûts associés à une telle option,*

*Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur a choisi de privilégier les scénarios de parc solaire centralisé pour son analyse technico-économique (scénarios S-11 et S-12), afin de comparer la filière solaire aux autres scénarios.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

Le projet de raccordement des Iles-de-la-Madeleine (IDLM) 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 différentes 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.**

Le Distributeur propose, en référence (iv), les dimensionnements suivants pour les éoliennes, pour les éoliennes sur mer, pour les parcs solaires centralisés et pour les systèmes de stockage :

| | Éoliennes | Éoliennes en mer | Solaire centralisé | Biomasse | Systèmes de stockage |
|---|---|---|---|---|---|
| **S-7** | 2 x 6,7 MW | | | | 5 MW/ 5 MWh |
| **S-8 et S-15** | 4 x 6,7 MW | | | | 10 MW/ 10 MWh |
| **S-9 et S-16** | | 3 x 12 MW | | | 15 MW/ 15 MWh |
| **S-10** | | 5 x 12 MW | | | 21/ MW/ 21 MWh |
| **S-11** | | | 10 MW | | 3 MW/ 3 MWh |
| **S-12** | | | 20 MW | | 6 MW/ 6 MWh |
| **S-13** | | | | 3 chaudières | 10 MW/ 10 MWh |
| **S-14** | | | | 2 chaudières | 10 MW/ 10 MWh |
| **S-17** | 2 x 6,7 MW | | 10 MW | | 8 MW/ 8 MWh |

2.2 Veuillez expliquer le dimensionnement des éoliennes pour les scénarios S7, S8, S9, S10, S15, S16 et S17.

**Réponse :**

**D'emblée, le Distributeur rappelle que les puissances unitaires et le nombre d'éoliennes sont basés sur des hypothèses jugées réalistes dans le but d'évaluer le potentiel de cette filière. Si un projet éolien était retenu, le dimensionnement serait susceptible de varier et d'être optimisé, notamment en fonction des contraintes techniques et de la disponibilité des équipements dans le marché[1].**

**Le Distributeur tient à préciser que les scénarios S-7, S-15 et S-17 comportent deux éoliennes terrestres de 6,7 MW, que les scénarios S-8 et S-16 comportent**

[1] Pièce HQD-11, document 1 (B-0204), page 11.

**quatre éoliennes terrestres de 6,7 MW[2], et que les scénarios S-9 et S-10 comportent respectivement trois et cinq éoliennes en mer de 12 MW.**

**Pour les scénarios comportant des éoliennes terrestres (scénarios S-7, S-8, S-15, S-16 et S-17), le Distributeur a d'abord évalué la puissance maximale qui pourrait être installée sur le site de la Dune-du-Nord. Considérant la sensibilité environnementale du milieu et l'espace limité, le Distributeur a considéré qu'un maximum de quatre éoliennes pourraient potentiellement y être installées. Afin de maximiser la puissance, un modèle d'éolienne terrestre de 6,7 MW, parmi les plus puissantes sur le marché, a été retenu aux fins de l'analyse. Comme mentionné à la pièce HQD-11, document 1[3], les scénarios à quatre éoliennes (S-8 et S-16) sont considérés en deux phases espacées de cinq ans, afin d'atténuer les risques techniques et économiques associés au jumelage à haute pénétration. Les scénarios S-7 et S-15 permettent d'évaluer l'impact de l'implantation de deux éoliennes, donc sans une deuxième phase, advenant que celle-ci ne se réaliserait pas, notamment pour des raisons d'acceptabilité sociale et environnementale. Quant au scénario S-17 qui comprend l'ajout d'un parc solaire, le Distributeur a jugé moins risqué, à l'égard des orientations d'acceptabilité sociale et environnementale, de considérer deux éoliennes.**

**Quant à la tendance du marché des éoliennes en mer, elle se dessine vers des éoliennes beaucoup plus puissantes. C'est pourquoi le Distributeur a considéré une turbine de 12 MW pour les scénarios S-9 et S-10. Un maximum de cinq éoliennes (scénario S-10), portant la puissance éolienne totale installée à 68 MW incluant le parc actuel de 8 MW, a été jugé plausible considérant le profil de charge. Un scénario à trois éoliennes (S-9) a été évalué afin d'analyser si une pénétration moindre serait plus économique, ce qui s'est avéré être le cas d'après les résultats obtenus à la suite de l'analyse probabiliste[4].**

2.3 Veuillez expliquer le dimensionnement des parcs solaires centralisés pour les scénarios S11, S12 et S17.

**Réponse :**

**D'emblée, un parc solaire centralisé nécessite une superficie estimée à environ 20 000 m² par MW. Un parc de 10 MW nécessiterait donc environ 200 000 m², correspondant à la surface d'environ 37 terrains de football américains. Compte tenu que les espaces disponibles rencontrant les principaux critères techniques et environnementaux pour l'installation d'un parc solaire aux IDLM**

---

[2] Des erreurs figurent au tableau reproduit à la question 2.2 concernant les scénarios S-15 et S-16. Le scénario S-15 comporte deux éoliennes de 6,7 MW chacune et non quatre, et comprend un système de stockage de 5 MW/5 MWh plutôt que 10 MW/10 MWh. Quant au scénario S-16, il ne comporte aucune éolienne en mer, mais plutôt quatre éoliennes de 6,7 MW chacune, de même qu'un système de stockage de 10 MW/10 MWh.

[3] *Cf supra,* note 1, pages 12-18.

[4] *Cf. supra*, note 1, figure 3, page 23.

**sont assez limités, et qu'une importante puissance solaire est requise pour avoir un impact significatif, une puissance de 10 MW (scénarios S-11 et S-17) a été jugée comme un bon compromis de puissance minimale. Un scénario d'une puissance de 20 MW (scénario S-12) a également été analysé afin d'évaluer l'impact d'une pénétration plus élevée, dans l'éventualité où un tel projet aurait obtenu l'acceptabilité sociale et environnementale malgré les contraintes d'espace.**

2.4 À titre d'exemple le Distributeur décrit les systèmes de stockage par batteries de la façon suivante : 5 MW / 5 MWh. À partir de cet exemple, veuillez préciser les caractéristiques d'un système de stockage en termes d'heures maximales de fonctionnement et de puissance maximale.

**Réponse :**

**Le 5 MW du système de stockage décrit correspond à la puissance maximale que peut débiter un tel système, de même qu'à la puissance maximale de recharge. Le 5 MWh correspond à la capacité maximale en énergie pouvant être stockée dans la batterie. Ainsi, un tel système de stockage à pleine charge, pourrait fournir une puissance de 5 MW pendant une heure, et pourrait ensuite être rechargée en une heure à une puissance de 5 MW.**

**En pratique, la puissance de charge et de décharge d'un tel système de stockage, et par conséquent la durée de charge et décharge, peuvent être modulées en fonction des fluctuations de la puissance de sources variables comme l'éolien et le solaire, ou pour d'autres services tels que la gestion de la réserve tournante, la gestion de la pointe, la régulation puissance-fréquence.**

2.5 Veuillez expliquer le dimensionnement des systèmes de stockage en fonction des puissances et des types de sources de production variables proposées.

**Réponse :**

**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.**

2.6 Veuillez préciser si le solaire distribué comme solution de gestion de la puissance (GDP) est pris en compte par le Distributeur dans ses analyses.

**Réponse :**

**D'entrée de jeu, le Distributeur tient à préciser que la production solaire, tant centralisée que distribuée, ne peut être utilisée comme moyen de gestion de la pointe du réseau intégré, puisque les pointes surviennent typiquement tôt le matin ou en soirée, au moment où la production solaire est nulle. Dans un scénario où le solaire distribué serait accompagné de systèmes de stockage pouvant être commandés par la conduite du réseau d'Hydro-Québec, leur utilisation comme moyen de gestion de la pointe pourrait être envisagée. Le Distributeur n'a toutefois pas considéré un tel scénario dans son analyse.**

**Comme mentionné à la pièce HQD-11, document 1 [5], le Distributeur rappelle que l'objet de la présente phase est d'identifier la source principale d'alimentation du réseau des IDLM, et que des optimisations au scénario retenu pourraient être ultérieurement apportées. Des solutions potentielles telles que des moyens de gestion de la pointe devraient, à titre d'exemples, être explorées par la suite. Le solaire distribué a néanmoins été envisagé au départ comme source d'alimentation, mais a rapidement été écarté en cours d'analyse, pour les raisons invoquées à la section 3.2.1 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204).**

**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.**

[5] *Cf. supra*, note 1, page 6.

**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.**

2.7 Veuillez préciser si les mesures de GDP tel que la tarification dynamique ou Hilo sont pris en compte par le Distributeur dans ses analyses. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 2.6.**

2.8 Veuillez préciser si l'expertise acquise à Lac-Mégantic permettra de transposer les technologies de micro réseau aux IDLM. Dans l'affirmative, veuillez préciser les impacts sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) et sur le bilan offre – demande des IDLM.

**Réponse :**

**Dans l'immédiat, l'expertise acquise jusqu'à présent dans les micro réseaux ne s'applique pas au réseau des IDLM. En effet, l'expertise acquise à Lac-Mégantic, de même que celle acquise dans le cadre d'autres projets en réseaux autonomes, aurait pu être mise à contribution si le Distributeur avait privilégié un scénario de jumelage éolien ou solaire avec la centrale thermique, convertie ou non. Or, tel n'est pas l'objet de la présente stratégie de conversion du réseau des IDLM compte tenu des résultats obtenus à la suite des analyses effectuées. En effet, le potentiel de diminution des émissions de GES lié au déploiement des technologies de jumelage est déjà pris en compte dans l'analyse des scénarios étudiés.**

**Toutefois, avec le déploiement du scénario S-3, cette expertise pourrait éventuellement être mise à contribution pour des fins d'optimisation. Il est toutefois prématuré de tenter de quantifier, à ce stade-ci, tant les impacts sur les émissions de GES que ceux sur le bilan offre-demande des IDLM.**

**3. Références :**

(i) Pièce B-0204, p. 5;
(ii) Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre de 1990 à 2019 (gouv.qc.ca);
(iii) Pièce B-0204, p. 8;
(iv) Pièce B-0204, p. 29 et 30;
(v) Pièce B-0204, p. 8;
(vi) Pièce B-0204, p. 20.

**Préambule :**

(i) « *La centrale de Cap-aux-Meules du réseau des Îles-de-la-Madeleine (les IDLM), alimentée au mazout lourd, émet à elle seule environ 35 % des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) d'Hydro-Québec. Avec l'intégration du parc éolien de la Dune-du-Nord en décembre 2020, cette proportion devrait diminuer à environ 30 %.* »

(ii) «

**Émissions annuelles de gaz à effet de serre au Québec de 1990 à 2019**

GES

| Secteurs d'activité | Émissions (kt éq. $CO_2$) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| **Transports** | **27 134** | **25 683** | **26 197** | **27 106** | **28 418** | **28 850** | **28 947** | **29 724** | **30 642** | **31 364** | **31 033** | **30 404** | **31 138** | **33 091** | **33 504** | **33 278** | **33 236** | **34 593** | **34 849** | **34 580** | **34 450** | **35 762** | **35 170** | **34 631** | **33 035** | **33 638** | **34 091** | **35 829** | **35 859** | **36 518** |
| Transport routier | 18 116 | 17 002 | 17 344 | 17 928 | 18 759 | 18 995 | 19 688 | 20 572 | 21 819 | 22 625 | 22 734 | 23 527 | 24 099 | 25 600 | 25 798 | 26 287 | 26 285 | 27 260 | 27 306 | 27 270 | 27 187 | 28 227 | 28 215 | 27 837 | 26 436 | 26 821 | 27 367 | 28 574 | 28 452 | 29 002 |
| Autres transports | 6 801 | 6 520 | 6 719 | 7 096 | 7 546 | 7 760 | 7 272 | 7 126 | 6 547 | 6 284 | 5 902 | 4 587 | 4 777 | 5 204 | 5 214 | 4 575 | 4 502 | 4 739 | 5 016 | 4 856 | 4 910 | 5 142 | 4 417 | 4 334 | 4 296 | 4 624 | 4 491 | 4 965 | 4 890 | 4 885 |
| Transport maritime | 699 | 714 | 731 | 745 | 764 | 776 | 792 | 806 | 824 | 835 | 850 | 870 | 890 | 905 | 925 | 947 | 928 | 914 | 903 | 887 | 868 | 854 | 839 | 825 | 810 | 794 | 818 | 863 | 916 | 1 097 |
| Transport aérien | 952 | 845 | 793 | 742 | 754 | 779 | 764 | 734 | 737 | 767 | 749 | 671 | 625 | 641 | 755 | 764 | 755 | 799 | 736 | 643 | 641 | 647 | 768 | 766 | 718 | 718 | 742 | 806 | 904 | 896 |
| Transport ferroviaire | 567 | 602 | 611 | 595 | 595 | 541 | 432 | 485 | 715 | 854 | 798 | 750 | 746 | 741 | 811 | 706 | 767 | 881 | 889 | 925 | 844 | 892 | 931 | 869 | 776 | 682 | 673 | 621 | 696 | 639 |
| **Industries** | **32 078** | **31 259** | **29 578** | **30 557** | **30 678** | **30 244** | **30 151** | **30 432** | **30 618** | **29 027** | **29 466** | **28 256** | **28 569** | **29 396** | **29 519** | **28 804** | **29 184** | **30 649** | **27 645** | **26 271** | **25 515** | **25 320** | **25 407** | **25 387** | **25 350** | **24 358** | **23 472** | **24 521** | **24 532** | **24 799** |
| Combustion industrielle | 17 966 | 17 028 | 16 228 | 16 158 | 16 514 | 16 494 | 17 208 | 17 323 | 17 112 | 16 809 | 17 100 | 16 473 | 16 509 | 17 269 | 17 478 | 16 927 | 17 368 | 19 156 | 16 493 | 15 358 | 14 679 | 13 072 | 13 062 | 12 987 | 13 147 | 12 260 | 11 511 | 11 960 | 12 100 | 12 416 |
| Procédés industriels et utilisation des produits | 13 946 | 14 106 | 13 203 | 14 241 | 14 026 | 13 629 | 12 788 | 12 952 | 13 341 | 12 057 | 12 219 | 11 636 | 11 927 | 11 983 | 11 889 | 11 699 | 11 608 | 11 298 | 10 959 | 10 703 | 10 624 | 12 097 | 12 222 | 12 243 | 12 042 | 11 963 | 11 817 | 12 410 | 12 269 | 12 230 |
| Émissions fugitives | 165 | 126 | 147 | 157 | 138 | 121 | 154 | 157 | 165 | 162 | 147 | 147 | 133 | 143 | 152 | 178 | 209 | 195 | 193 | 211 | 213 | 151 | 123 | 156 | 161 | 135 | 144 | 151 | 164 | 154 |
| **Résidentiel, commercial et institutionnel** | **11 213** | **10 493** | **11 205** | **11 334** | **11 329** | **11 294** | **11 644** | **11 405** | **10 197** | **10 573** | **11 761** | **10 954** | **11 639** | **12 943** | **12 522** | **11 354** | **10 097** | **10 501** | **9 503** | **10 219** | **9 231** | **8 928** | **7 716** | **7 888** | **8 189** | **8 273** | **8 261** | **8 278** | **8 056** | **8 422** |
| Commercial et institutionnel | 4 252 | 4 159 | 4 482 | 4 621 | 4 707 | 4 998 | 4 932 | 4 936 | 4 614 | 4 647 | 5 521 | 5 341 | 5 795 | 6 507 | 5 645 | 5 338 | 4 692 | 4 634 | 4 266 | 5 209 | 4 952 | 4 951 | 4 064 | 4 260 | 4 530 | 4 705 | 4 655 | 5 020 | 4 722 | 4 925 |
| Résidentiel | 6 961 | 6 334 | 6 723 | 6 713 | 6 622 | 6 296 | 6 712 | 6 470 | 5 583 | 5 926 | 6 240 | 5 613 | 5 844 | 6 435 | 6 877 | 6 016 | 5 405 | 5 867 | 5 237 | 5 010 | 4 279 | 3 976 | 3 653 | 3 627 | 3 659 | 3 568 | 3 606 | 3 257 | 3 334 | 3 496 |
| **Agriculture** | **6 941** | **6 916** | **6 930** | **6 739** | **6 766** | **6 809** | **6 879** | **7 138** | **7 316** | **7 421** | **7 169** | **7 453** | **7 492** | **7 450** | **7 684** | **7 646** | **7 636** | **7 790** | **7 750** | **7 707** | **7 715** | **7 707** | **7 777** | **7 872** | **7 689** | **7 774** | **7 809** | **7 701** | **7 754** | **7 776** |
| Fermentation entérique | 3 240 | 3 254 | 3 245 | 3 126 | 3 149 | 3 135 | 3 131 | 3 220 | 3 264 | 3 318 | 3 116 | 3 174 | 3 176 | 3 163 | 3 257 | 3 254 | 3 257 | 3 231 | 3 221 | 3 188 | 3 185 | 3 016 | 3 005 | 2 998 | 2 952 | 2 954 | 2 931 | 2 880 | 2 878 | 2 880 |
| Gestion des sols agricoles | 1 971 | 1 924 | 1 935 | 1 874 | 1 829 | 1 856 | 1 900 | 1 952 | 2 054 | 2 062 | 1 990 | 2 092 | 2 119 | 2 098 | 2 127 | 2 121 | 2 065 | 2 198 | 2 180 | 2 160 | 2 194 | 2 247 | 2 336 | 2 413 | 2 319 | 2 396 | 2 429 | 2 377 | 2 443 | 2 451 |
| Gestion du fumier | 1 467 | 1 443 | 1 454 | 1 462 | 1 462 | 1 487 | 1 501 | 1 633 | 1 650 | 1 703 | 1 740 | 1 796 | 1 823 | 1 842 | 1 884 | 1 901 | 1 931 | 1 978 | 1 993 | 2 010 | 1 995 | 2 084 | 2 094 | 2 074 | 2 036 | 2 041 | 2 040 | 2 046 | 2 067 | 2 093 |
| Chaulage, urée et autres engrais carbonés | 263 | 295 | 295 | 277 | 326 | 330 | 346 | 334 | 348 | 338 | 322 | 390 | 374 | 348 | 416 | 371 | 382 | 383 | 355 | 350 | 342 | 360 | 342 | 387 | 382 | 383 | 408 | 398 | 367 | 352 |
| **Déchets** | **7 897** | **8 015** | **7 177** | **7 044** | **6 912** | **7 159** | **6 697** | **6 534** | **6 684** | **7 328** | **6 713** | **6 922** | **7 001** | **7 182** | **6 589** | **6 797** | **6 894** | **7 116** | **6 995** | **6 906** | **6 728** | **6 639** | **6 535** | **6 502** | **6 461** | **6 697** | **6 996** | **6 751** | **6 604** | **6 584** |
| Lieux d'enfouissement municipaux | 7 367 | 7 503 | 6 660 | 6 541 | 6 461 | 6 649 | 6 182 | 6 030 | 6 179 | 6 818 | 6 178 | 6 351 | 6 430 | 6 600 | 6 003 | 6 216 | 6 301 | 6 536 | 6 459 | 6 288 | 6 126 | 6 023 | 5 891 | 5 906 | 5 907 | 6 137 | 6 418 | 6 175 | 6 023 | 5 993 |
| Traitement et rejet des eaux usées municipales | 259 | 254 | 243 | 234 | 235 | 236 | 235 | 236 | 241 | 240 | 243 | 245 | 242 | 245 | 248 | 244 | 245 | 248 | 253 | 257 | 265 | 273 | 273 | 275 | 277 | 276 | 275 | 274 | 277 | 281 |
| Incinération des déchets | 216 | 196 | 204 | 184 | 127 | 187 | 193 | 181 | 178 | 182 | 196 | 199 | 202 | 205 | 206 | 201 | 200 | 195 | 153 | 233 | 212 | 220 | 248 | 202 | 162 | 168 | 183 | 179 | 178 | 185 |
| Lieux d'enfouissement dédiés aux usines de pâtes et papiers | 55 | 62 | 69 | 75 | 72 | 70 | 68 | 66 | 64 | 62 | 66 | 69 | 73 | 76 | 79 | 83 | 85 | 88 | 90 | 90 | 90 | 86 | 83 | 80 | 76 | 76 | 75 | 73 | 72 | 71 |
| Traitement biologique des déchets | 0 | 0 | 2 | 9 | 16 | 17 | 18 | 20 | 23 | 26 | 30 | 58 | 54 | 56 | 53 | 54 | 63 | 50 | 40 | 37 | 35 | 37 | 39 | 39 | 40 | 40 | 44 | 50 | 55 | 55 |
| **Électricité** | **1 393** | **358** | **829** | **141** | **199** | **146** | **132** | **183** | **1 558** | **938** | **332** | **366** | **236** | **1 510** | **1 255** | **378** | **214** | **250** | **233** | **382** | **208** | **215** | **207** | **214** | **222** | **194** | **226** | **226** | **233** | **219** |
| **Total** | **86 655** | **82 724** | **81 917** | **82 921** | **84 301** | **84 502** | **84 449** | **85 417** | **87 015** | **86 651** | **86 473** | **84 356** | **86 076** | **91 571** | **91 073** | **88 257** | **87 260** | **90 898** | **86 976** | **86 066** | **83 847** | **84 571** | **82 813** | **82 493** | **80 947** | **80 934** | **80 855** | **83 306** | **83 040** | **84 318** |

Source : Inventaire québécois des émissions atmosphériques (IQEA), Direction des inventaires et de la gestion des halocarbures, 2021-11-17

Votre gouvernement

Québec

»

(iii) « *Le Distributeur a évalué, pour chacun des scénarios, la réduction des émissions directes de GES liées à la production d'électricité aux IDLM.* » [nous soulignons]

*En complément à l'évaluation des émissions directes de GES en exploitation, présentée à la section 3.3.1, le Distributeur a réalisé une estimation des émissions de GES liées à la construction du projet initial et à sa pérennité sur la période d'analyse.* […]

*Le tableau 4 présente les résultats de l'estimation des émissions de GES projetées pour la période 2028-2067 pour les scénarios S-3, S-6 et S-15.*

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

| Scénarios | Émissions de GES (t. éq. $CO_2$) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Construction | Pérennité | Exploitation | Total |
| S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP | 255 000 | 95 000 | 270 860 | **620 860** |
| S6 - Conversion GNL-R | 119 000 | 132 000 | 393 733 | **644 733** |
| S15 - GNL-R + Éolien (+13.4 MW) | 159 000 | 127 000 | 298 064 | **584 064** |

*L'exercice montre que le total des émissions de GES du scénario S-15 est légèrement plus faible que celui des deux autres scénarios, mais l'écart demeure marginal.* » [nous soulignons]

(v) « *Pour les scénarios évalués dont les émissions s'avèrent sous le seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. CO2 par année, les droits d'émission sont intégrés au coût du combustible, à l'exception des combustibles carboneutres qui en sont exemptés.* »

(vi) Émissions directes de GES en phase d'exploitation
«

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

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

»

**Demandes :**

Selon la référence (ii), les émissions annuelles de GES au Québec associées au secteur de l'électricité totalisent 219 kt éq. $CO_2$ en 2019. Selon la référence (vi) les émissions annuelles de GES du scénario actuel (statu quo) de l'électricité totalisent 123 kt éq. $CO_2$.

3.1 À la lumière de ces données, veuillez préciser la proportion des émissions directes de GES d'Hydro-Québec associée :

- À la centrale de Cap-aux-Meules ;
- Au programme du PUEÉ.

**Réponse :**

**D'emblée, le Distributeur tient à rectifier les données fournies par la Régie à la référence (ii). Le bilan des émissions directes de GES d'Hydro-Québec s'établissait plutôt à 356 kt éq $CO_2$ en 2019 d'après les informations tirées du *Rapport sur le développement durable 2019 d'Hydro-Québec*[6].**

**Les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules étaient quant à elles de 136 kt en 2019, soit environ 38 % des émissions directes d'Hydro-Québec.**

**Les émissions en lien avec le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) représentaient quant à elles environ 30 kt en 2019. Ces émissions ne**

[6] *Rapport sur le développement durable 2019 d'Hydro-Québec*, page 58.

**sont toutefois pas comptabilisées dans les émissions directes de la centrale de Cap-aux-Meules, ni dans celles d'Hydro-Québec. La réduction des émissions de GES chez les clients du PUEÉ n'a donc pas été prise en compte dans le calcul des réductions des émissions de GES pour l'analyse comparative des scénarios d'alimentation. La réduction annuelle, qui sera légèrement inférieure à 30 kt puisque certains clients choisiront de maintenir leur système de chauffage actuel malgré la fin du programme, s'ajoute toutefois aux bénéfices de la stratégie de conversion du Distributeur.**

3.2 À la lumière de ces données, veuillez préciser la proportion de 35 % des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) d'Hydro-Québec associée à la centrale de Cap-aux-Meules (référence (i)).

**Réponse :**

**La proportion de 35 % fournie en référence (i) est une estimation de la proportion des émissions directes d'Hydro-Québec, avant la mise en service du parc éolien de la Dune-du-Nord. En pratique, la proportion réelle varie en fonction de la charge réelle du réseau des IDLM et de l'amplitude des autres émissions directes d'Hydro-Québec qui varient également d'une année à l'autre. La proportion réelle était de 38 % en 2019, puis de 36,5 % en 2020.**

**Comme mentionné à la section 1 de la pièce HQD-11, document 1[7], avec l'intégration du parc éolien de la Dune-du-Nord en décembre 2020, la proportion des émissions directes de GES attribuables à la centrale de Cap-aux-Meules devait diminuer à environ 30 %. En 2021, les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules (117 kt) correspondent à 31 % des émissions totales directes d'Hydro-Québec (378 kt), ce qui confirme les résultats attendus à la suite de la mise en service du parc éolien de la Dune-du-Nord.**

3.3 Veuillez préciser la nature des émissions de GES des scénarios S3, S6 et S15 liées à la phase de construction du projet, à sa pérennité et à l'exploitation sur la période d'analyse (référence (iv)).

**Réponse :**

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

[7] *Cf. supra*, note 1, page 5.

**jusqu'à l'extraction de la matière première. À cela s'ajoutent les émissions liées aux dépenses des salariés en biens et services.**

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

3.4 Afin d'évaluer l'empreinte environnementale globale d'un scénario, veuillez préciser si le Distributeur a évalué les émissions de GES associées à la fabrication, à l'acquisition et au transport des équipements vers les sites de construction, requis pour la mise en œuvre des scénarios S3, S6 et S15.

3.4.1 Dans l'affirmative, veuillez préciser dans quelle rubrique (construction, pérennité ou exploitation) ces émissions sont comptabilisées.

**Réponse :**

**Pour les phases de construction et de pérennité, l'évaluation des émissions de GES est associée à la fabrication et à l'acquisition des équipements. Les émissions liées au transport vers les sites de construction n'ont pas fait l'objet d'une analyse spécifique en termes d'empreinte carbone. Un certain volume d'émissions lié au transport est toutefois inclus dans l'analyse et pris en compte par l'entremise du modèle de type entrées-sorties basé sur la structure interindustrielle du Québec.**

3.4.2 Dans l'affirmative, veuillez préciser si le Distributeur est en mesure d'identifier ces GES pour l'ensemble des scénarios.

**Réponse :**

**Le Distributeur a réalisé, dans le cadre de l'analyse complémentaire, une estimation des émissions de GES liées à la construction et à la pérennité uniquement pour les scénarios S-3, S-6 et S-15. Bien que moins précise qu'une analyse de cycle de vie normalisée (ISO), cette évaluation fournit une bonne approximation des émissions de GES aux fins de comparaison entre différents projets[8].**

[8] *Cf. supra*, note 1, page 29.

**Un tel exercice, bien que plus rapide que ladite analyse ISO, demeure laborieux. C'est pourquoi le Distributeur a restreint cette analyse complémentaire aux trois scénarios retenus au terme de la première analyse.**

**Le Distributeur rappelle que les résultats de l'exercice n'ont pas révélé d'écarts majeurs entre les scénarios S-3, S-6 et S-15.**

3.4.3 Dans la négative, veuillez préciser pourquoi ces émissions de GES ne sont pas comptabilisées et si le Distributeur est en mesure de fournir ces informations.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.4.2.**

3.5 Veuillez préciser le traitement des émissions en fonction du seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. $CO^2$ par année (référence (iv)).

**Réponse :**

**Le calcul des émissions présenté en référence (iv) est lié à la combustion de combustible fossile projetée pour chacun des scénarios, sans égard au seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. $CO_2$ par année. Le seuil d'assujettissement a seulement un effet sur la répartition des coûts, comme illustré au tableau 2 de la pièce HQD-11, document 1[9]. Les coûts associés aux émissions de GES tombant sous le seuil d'assujettissement sont comptabilisés sous la rubrique « Exploitation – Carburant », alors que les coûts associés aux émissions de GES pour les années au-dessus du seuil sont comptabilisés sous la rubrique « Exploitation – GES ».**

3.6 Veuillez expliquer la différence de réduction des émissions directes de GES en phase d'exploitation (référence (vi)) par rapport au statu quo entre le scénario de conversion de la centrale au GNL (S5) et le scénario de conversion de la centrale au GNL renouvelable (S6).

**Réponse :**

**Les émissions directes associées au scénario S-5 correspondent à la projection de consommation de GNL fossile, pour laquelle est attribuée un facteur d'émission de 1,889 kq/m³ de gaz naturel sous forme gazeuse, auxquelles s'ajoutent les émissions liées à la consommation de diesel avec un facteur de 2,734 kg/litre.**

**Le facteur d'émission considéré pour le GNL-R (scénario S-6) est quant à lui de 0,011 kq/m³ (sous forme gazeuse), soit environ 172 fois plus faible que pour le GNL fossile. Les émissions du scénario S-6 sont donc principalement**

[9] *Cf. supra*, note 1, page 25.

**attribuables à la consommation de diesel estimée, qui représente les mêmes quantités que pour le scénario S-5.**

**Références :** (i) Pièce B-0204, p. 8;
(ii) Pièce B-0204, p. 20 à 22;
(iii) Pièce B-0204, p. 26;
(iv) Pièce B-0204, p. 30.

**Préambule :**

(i) « *Selon le gouvernement, l'acceptabilité sociale d'un projet se définit comme le résultat d'une opinion collective sur le sujet. L'acceptabilité sociale ne se quantifie pas, elle se décrit.* » [nous soulignons et note de bas de page omise]

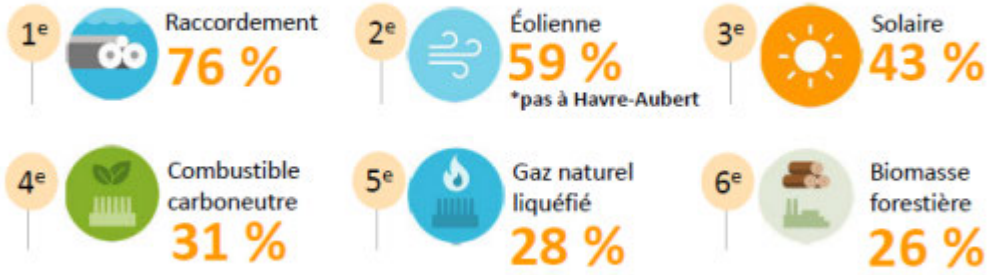
(ii) « *Afin de mesurer le niveau d'acceptabilité sociale des scénarios d'alimentation analysés, Hydro-Québec a réalisé des activités de consultation, dont l'essentiel se tenait à l'automne 2020. La consultation de la population ciblait les six filières considérées dans le cadre de l'analyse, à partir desquelles les 17 scénarios ont été bâtis.* […]

*Cette consultation a permis de mettre en lumière que :*

- *La fiabilité de l'approvisionnement s'avère le critère prioritaire ;*
- *L'environnement et les paysages sont des atouts à préserver ;*
- *Les retombées économiques pendant la construction et l'exploitation représentent un critère important pour une majorité.* […]

*La figure 2 présente les résultats du sondage téléphonique en ce qui a trait au niveau de favorabilité des répondants en regard des différentes filières. Les résultats détaillés du sondage téléphonique sont présentés à l'annexe C.*

**FIGURE 2 :**
**NIVEAU DE FAVORABILITÉ DU MILIEU À L'ÉGARD DES SIX FILIÈRES PRÉSENTÉES**




Source : Sondage téléphonique réalisé par Ad hoc Recherche au cours des mois d'octobre et novembre 2020 parmi la communauté des IDLM.

*Comme l'illustre la figure 2, il ressort que la communauté des IDLM est largement favorable au raccordement par câbles sous-marins (76 % des répondants), suivi par celle de la production éolienne sur le site actuel de la Dune-du-Nord (59 % des répondants). De plus, il ressort de la consultation une nette opposition de la population à l'égard de la production éolienne à Havre-Aubert, l'un des deux sites proposés par Hydro-Québec dans le cadre de la consultation, la population accordant une grande importance à la protection des milieux fragiles, aux espèces protégées ainsi qu'aux paysages (95 % des répondants au sondage téléphonique).* » [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% | |
| **S3 - Raccordement (Percé) + Centrale GDP** | -302 M$ | -94,5% | 76% | |
| S4 - Raccordement (Nouvelle-Écosse) | 3 M$ | -85,7% | 76% | |
| S5 - Conversion GNL | -171 M$ | -32,5% | 28% | |
| **S6 - Conversion GNL-R** | -279 M$ | -92,0% | 31% | |
| 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% | |
| **S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)** | -496 M$ | -94,0% | 31%-59% | |
| S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW) | -585 M$ | -95,4% | 31%-59% | |
| S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW | -485 M$ | -94,3% | 31%-59% | |

»

(iv) « *De l'avis du Distributeur, un seul risque résiduel demeure élevé, soit la perception durable de certains groupes environnementaux et certains membres de la communauté des IDLM que l'utilisation du gaz naturel renouvelable par l'entreprise servirait à des fins d'écoblanchiment (risque n°6), quelles que soient les mesures d'atténuation mises en place par Hydro-Québec.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

4.1 Le Distributeur mentionne à la référence (i) que « *l'acceptabilité sociale ne se quantifie pas, elle se décrit* ». Les références (ii) et (iii) illustrent le fait que le Distributeur a néanmoins quantifié l'acceptabilité sociale des filières étudiées. Veuillez concilier ces références.

**Réponse :**

**Afin de décrire l'acceptabilité sociale lors de la consultation réalisée à l'automne 2020, Hydro-Québec a utilisé différents moyens. Le sondage téléphonique, dont sont tirés les résultats plutôt quantitatifs et présentés à la référence (ii), a été un des moyens utilisés. Les questions de ce sondage étaient néanmoins à la fois quantitatives et qualitatives. À titre comparatif, il ne s'agissait pas d'un vote pour lequel un choix net est effectué, mais plutôt d'une cueillette d'information. Plus précisément, la question en référence (ii) visait à documenter le niveau de favorabilité aux différentes options présentées.**

**Ainsi, l'analyse de l'acceptabilité sociale d'Hydro-Québec s'est effectuée non pas par l'interprétation d'un seul moyen quantitatif, mais bien par l'amalgame des moyens utilisés (par exemples plateforme de conversation en ligne, rencontres de parties prenantes et sondage téléphonique). Ces divers moyens ont permis de recueillir non seulement des informations quantitatives, mais également qualitatives sur l'avis de la population et des parties prenantes sur les différentes filières en analyse. Au final, une seule méthode que l'on pourrait qualifier de « quantitative » a été utilisée aux fins de mesure de l'acceptabilité sociale. L'ensemble des autres méthodes déployées étaient de nature qualitative et sont venues confirmer la tendance observée avec les résultats obtenus par le sondage téléphonique.**

4.2 À la lumière des nouvelles informations contenues dans la pièce B-0204 déposé par le Distributeur le 29 octobre 2021 et les impacts sur les réductions des GES, veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure d'évaluer des changements en matière d'acceptabilité de certaines filières, depuis la consultation de l'automne 2020.

**Réponse :**

**Hydro-Québec n'a pas noté de changement en regard de l'acceptabilité sociale des différentes filières depuis sa consultation à l'automne 2020.**

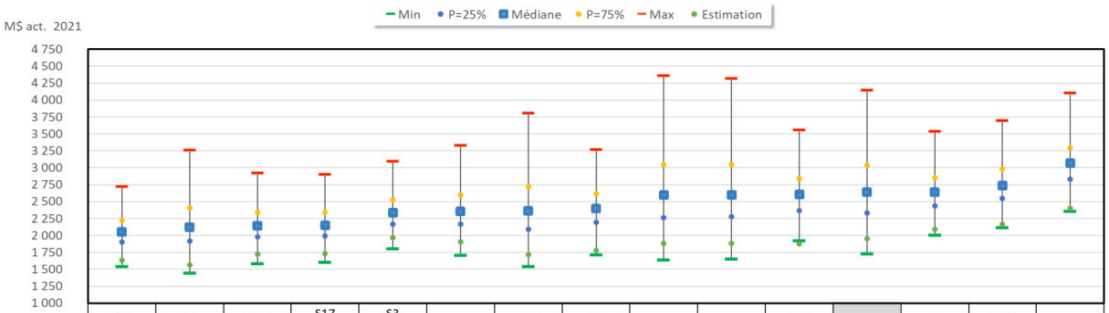
**Des rencontres dans le milieu se sont tenues en septembre 2021, pour annoncer la solution privilégiée par Hydro-Québec, et en novembre 2021, dans le cadre du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine. Les échanges qui s'y sont déroulés ont démontré une adhésion vis-à-vis le raccordement comme solution privilégiée.**

B-0204, p. 23;
(ii) Pièce B-0204, p. 25;
B-0204, p. 26.

**Préambule :**

(i) «

**FIGURE 3 :**
**ÉTUDE COMPARATIVE DU COÛT DES SCÉNARIOS**
**SELON LA MÉTHODE DE SIMULATION MONTE-CARLO EN M$ ACTUALISÉS 2021**




| | S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW | S8 Éolien 26,8 MW +diesel | S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW | S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+ Sol 10 MW | S3 Raccord (Percé) + centrale GDP | S6 GNL-R | S7 Éolien 13,4 MW +diesel | S9 Éolien en mer 36 MW | S11 Solaire 10 MW | S12 Solaire 20 MW | S10 Éolien en mer 60 MW | S1 Statu quo | S4 Raccord Nouvelle-Écosse | S14 Biomasse 70 MW +diesel | S13 Biomasse 105 MW |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Min | 1 535 | 1 439 | 1 581 | 1 599 | 1 804 | 1 704 | 1 536 | 1 711 | 1 636 | 1 650 | 1 917 | 1 728 | 2 004 | 2 114 | 2 353 |
| P=25% | 1 905 | 1 916 | 1 982 | 1 994 | 2 167 | 2 165 | 2 089 | 2 197 | 2 266 | 2 277 | 2 370 | 2 332 | 2 435 | 2 545 | 2 829 |
| Médiane | 2 053 | 2 124 | 2 142 | 2 153 | 2 335 | 2 359 | 2 364 | 2 399 | 2 598 | 2 601 | 2 607 | 2 638 | 2 640 | 2 737 | 3 066 |
| P=75% | 2 221 | 2 406 | 2 340 | 2 340 | 2 526 | 2 595 | 2 719 | 2 616 | 3 042 | 3 042 | 2 835 | 3 034 | 2 849 | 2 979 | 3 291 |
| Max | 2 722 | 3 259 | 2 923 | 2 898 | 3 092 | 3 325 | 3 803 | 3 266 | 4 356 | 4 317 | 3 556 | 4 143 | 3 532 | 3 694 | 4 102 |
| Estimation | 1 633 | 1 562 | 1 725 | 1 728 | 1 965 | 1 904 | 1 718 | 1 776 | 1 882 | 1 887 | 1 875 | 1 953 | 2 091 | 2 169 | 2 400 |

Notes : Les scénarios sont présentés en ordre croissant du coût moyen de la médiane. Les lignes du tableau de données correspondent respectivement au coût minimum (Min), au coût avec probabilité de non-dépassement de 25 % (P=25 %), à la médiane (probabilité de non-dépassement de 50 %), au coût avec probabilité de non-dépassement de 75 % (P=75 %), au coût maximum (Max) et à l'estimation (avant la calibration des coûts pour l'analyse probabiliste).
Les scénarios S-2 et S-5 ont été exclus de l'analyse.

»

(ii) «

**TABLEAU 2 :**
**VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M$ ACTUALISÉS 2021**

| | S16 GNL-R + Éol 26,8 MW | S8 Éol 26,8 MW + diésel | S15 GNL-R + Éol 13,4 MW | S17 GNL-R + Éol 13,4 MW + Sol 10 MW | S3 Raccord. (Percé) + centrale GDP | S6 GNL-R | S7 Éol 13,4 MW + diésel | S9 Éolien en mer 36 MW | S11 Solaire 10 MW | S12 Solaire 20 MW | S10 Éolien en mer 60 MW | S1 Statu quo | S4 Raccord (Nouvelle-Écosse) | S14 Biomasse 70 MW + diesel | S13 Biomasse 105 MW |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Entretien | 354 | 358 | 368 | 368 | 245 | 376 | 375 | 347 | 394 | 393 | 333 | 382 | 259 | 217 | 83 |
| Exploitation | 275 | 134 | 293 | 301 | 96 | 321 | 117 | 219 | 105 | 113 | 300 | 96 | 261 | 466 | 629 |
| Exploitation - Carburant | 705 | 877 | 860 | 817 | 329 | 1 083 | 1 115 | 666 | 1 368 | 1 334 | 466 | 1 250 | 468 | 1 126 | 1 112 |
| Exploitation - GES | 25 | 235 | 25 | 25 | 28 | 28 | 311 | 175 | 387 | 377 | 110 | 349 | 38 | 20 | 20 |
| Achats énergie éolienne | 112 | 112 | 111 | 111 | 116 | 114 | 112 | 113 | 111 | 112 | 113 | 112 | 117 | 111 | 112 |
| Achats élect. réseau | 0 | 0 | 0 | 0 | 323 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 309 | 0 | 0 |
| Taxe services publics | 23 | 18 | 19 | 21 | 67 | 18 | 15 | 33 | 12 | 14 | 45 | 9 | 61 | 41 | 56 |
| PUEÉ | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 72 | 71 | 71 | 72 | 260 | 71 | 71 | 71 |
| Croissance | 477 | 238 | 376 | 423 | 1 059 | 315 | 145 | 786 | 44 | 86 | 1 267 | 0 | 1 078 | 704 | 1 056 |
| Pérennité | 145 | 242 | 144 | 144 | 106 | 149 | 253 | 218 | 235 | 234 | 140 | 213 | 105 | 85 | 25 |
| Valeur résiduelles | -37 | -64 | -30 | -33 | -9 | -21 | -53 | -134 | -33 | -37 | -142 | -34 | -30 | -8 | -2 |
| Revenus additionnels | -96 | -96 | -96 | -96 | -96 | -96 | -96 | -98 | -96 | -96 | -97 | 0 | -97 | -96 | -97 |
| Total | 2 053 | 2 124 | 2 142 | 2 153 | 2 335 | 2 359 | 2 364 | 2 399 | 2 598 | 2 601 | 2 607 | 2 638 | 2 640 | 2 737 | 3 066 |

Notes :
Les scénarios sont présentés en ordre croissant du coût total de la médiane.
La ligne Achats énergie éolienne correspond au coût d'achat dans le cadre du contrat d'approvisionnement du parc éolien existant de la Dune-du-Nord. Les ajouts d'éoliennes sont considérés, pour les fins de l'analyse, comme des investissements dans la ligne Croissance. »

(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'approvisionnement |
|---|---|---|---|---|
| S1 - Statu quo | - | - | - | |
| S2 - Raccordement (Percé) | -106 M$ | -97,5% | 76% | |
| **S3 - Raccordement (Percé) + Centrale GDP** | -302 M$ | -94,5% | 76% | |
| S4 - Raccordement (Nouvelle-Écosse) | 3 M$ | -85,7% | 76% | |
| S5 - Conversion GNL | -171 M$ | -32,5% | 28% | |
| **S6 - Conversion GNL-R** | -279 M$ | -92,0% | 31% | |
| 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% | |
| **S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)** | -496 M$ | -94,0% | 31%-59% | |
| S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW) | -585 M$ | -95,4% | 31%-59% | |
| S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW | -485 M$ | -94,3% | 31%-59% | |

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 :**

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

**Réponse :**

**La nature des rubriques se décline comme suit.**

**Entretien : Coûts de maintenance (matériel et main-d'œuvre) associés à la centrale de Cap-aux-Meules et aux équipements ajoutés selon les scénarios. Pour les scénarios de centrale à la biomasse, les ajouts d'éoliennes et les ajouts de parc solaire, les coûts d'exploitation et maintenance sont estimés globalement et sont regroupés sous la rubrique Exploitation.**

**Exploitation : Coûts de matériel et main-d'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et la conduite du réseau des IDLM. Pour les scénarios prévoyant l'ajout d'éoliennes et de parc solaire, des coûts d'exploitation associés à ces équipements sont ajoutés, selon l'hypothèse où le Distributeur en serait propriétaire (hypothèse pour les fins de l'analyse paramétrique seulement). Pour les scénarios de conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R, les coûts d'opération associés au transport, au stockage et à la vaporisation du combustible sont intégrés à cette rubrique. 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.**

**Exploitation – Carburant : Coûts associés aux combustibles consommés, incluant le transport (sauf pour le GNL-R). Pour les scénarios tombant sous le seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. $CO_2$ par année, les droits d'émission sont incorporés au coût du combustible et sont donc inclus à cette rubrique.**

**Exploitation – GES : Coûts associés à l'achat de droits d'émission dans le cadre du *Règlement sur le système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission* (RSPEDE), pour les années où les émissions dépassent le seuil d'assujettissement de 25 000 t. éq. $CO_2$.**

**Achats d'énergie éolienne : Coûts associés au contrat d'achat d'énergie éolienne du parc actuel de 8 MW de la Dune-du-Nord, avec l'hypothèse d'une reconduction du contrat jusqu'en 2067 selon les mêmes termes. Les ajouts d'éoliennes sont exclus de cette rubrique, puisqu'ils sont intégrés à l'analyse comme des investissements du Distributeur dans la ligne Croissance (hypothèse pour les fins de l'analyse paramétrique seulement).**

**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.**

**Taxe services publics : Coûts associés à la taxe sur les services publics, appliquée sur la valeur nette des actifs.**

**PUEÉ : Coûts associés au programme d'utilisation efficace de l'énergie. Pour tous les scénarios, sauf le *statu quo*, le programme prend fin au terme de la conversion des systèmes de chauffage au tout à l'électricité (TAÉ).**

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

**Pérennité : Coûts d'investissements associés au maintien des actifs jusqu'en 2067 pour chacun des scénarios.**

**Valeur résiduelle : Valeur résiduelle des actifs à la fin de la période, déduite du total actualisé.**

**Revenus additionnels : Revenus additionnels associés à la croissance des ventes associée à la fin du PUEÉ (sauf pour le *statu quo*).**

5.2 Les scénarios S2 et S3 sont pratiquement identiques au niveau des coûts (référence (iii)). Le scénario S3 utiliserait la centrale pour un total de 100 heures par année comme moyen de GDP.

5.2.1 Veuillez préciser les raisons de ne pas avoir évalué le coût médian du scénario S2.

**Réponse :**

**Comme mentionné à la section 4.2 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), le scénario S-2 a été exclu de l'analyse probabiliste en raison d'un écart favorable de 106 M$ act. 2021 qui apparaissait lors de l'analyse économique initiale pour le scénario S-3. Le Distributeur estimait que l'analyse probabiliste aurait possiblement montré un écart différent, mais qui serait inévitablement demeuré positif.**

**Également, comme mentionné en réponse à la question 2.6, les scénarios S-2 et S-3 sont en fait un seul et même projet qui ne diffère que dans la façon d'exploiter la centrale de Cap-aux-Meules. La projection des coûts du scénario S-2 se base sur le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré, qui est plus élevé que le coût projeté pour l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP. Le recours à la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP pourra en pratique être diminué, voire nul, dès que d'autres moyens de GDP plus économiques seront disponibles en quantités suffisantes pour pallier la demande. Cela étant, le scénario S-3 ne peut que s'avérer plus économique que le scénario S-2.**

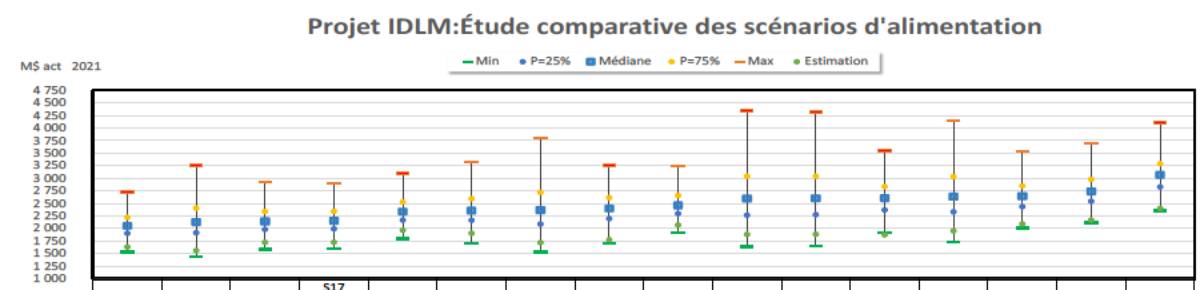
5.2.2 Veuillez préciser le coût médian du scénario S2 selon la ventilation du Tableau 2 de la référence (ii).

**Réponse :**

**Bien que le Distributeur estime qu'il n'était pas nécessaire de simuler le scénario S-2 pour démonter l'avantage économique de la solution S-3, pour les raisons décrites en réponse à la question 5.2.1, le Distributeur effectue l'exercice aux fins de la présente réponse. Tel qu'anticipé, la figure R-5.2.2 illustre le net avantage économique du scénario S-3 comparativement au scénario S-2, avec un écart à la médiane de 126 M$ act. 2021.**

**FIGURE R-5.2.2 :**

**Étude comparative du coût des scénarios selon la méthode de simulation Monte-Carlo incluant le scénario S-2**




| | S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW | S8 Éolien 26,8 MW +diesel | S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW | S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+ Sol 10 MW | S3 Raccord (Percé) + centrale GDP | S6 GNL-R | S7 Éolien 13,4 MW +diesel | S9 Éolien en mer 36 MW | S2 Raccord (Percé) | S11 Solaire 10 MW | S12 Solaire 20 MW | S10 Éolien en mer 60 MW | S1 Statu quo | S4 Raccord Nouvelle-Écosse | S14 Biomasse 70 MW +diesel | S13 Biomasse 105 MW |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Min | 1 535 | 1 439 | 1 581 | 1 599 | 1 804 | 1 704 | 1 536 | 1 711 | 1 916 | 1 636 | 1 650 | 1 917 | 1 728 | 2 004 | 2 114 | 2 353 |
| P=25% | 1 905 | 1 916 | 1 982 | 1 994 | 2 167 | 2 165 | 2 089 | 2 197 | 2 298 | 2 266 | 2 277 | 2 370 | 2 332 | 2 435 | 2 545 | 2 829 |
| Médiane | 2 053 | 2 124 | 2 142 | 2 153 | 2 335 | 2 359 | 2 364 | 2 399 | 2 461 | 2 598 | 2 601 | 2 607 | 2 638 | 2 640 | 2 737 | 3 066 |
| P=75% | 2 221 | 2 406 | 2 340 | 2 340 | 2 526 | 2 595 | 2 719 | 2 616 | 2 656 | 3 042 | 3 042 | 2 835 | 3 034 | 2 849 | 2 979 | 3 291 |
| Max | 2 722 | 3 259 | 2 923 | 2 898 | 3 092 | 3 325 | 3 803 | 3 266 | 3 247 | 4 356 | 4 317 | 3 556 | 4 143 | 3 532 | 3 694 | 4 102 |
| Estimation | 1 633 | 1 562 | 1 725 | 1 728 | 1 965 | 1 904 | 1 718 | 1 776 | 2 072 | 1 882 | 1 887 | 1 875 | 1 953 | 2 091 | 2 169 | 2 400 |

5.2.3 Veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure de simuler les coûts du scénario S2 selon la méthode de Monte-Carlo en M$ actualisés 2021.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 5.2.2.**

5.2.4 À la suite de ces estimations, veuillez intégrer ces estimations à la Figure 3 de la référence (i) ainsi qu'au Tableau 2 de la référence (ii).

**Réponse :**

**Concernant la figure 3, voir la réponse à la question 5.2.2. Quant aux résultats du scénario S-2 intégrés au tableau cité en référence (ii), le Distributeur les présente au tableau R-5.2.4.**

**TABLEAU R-5.2.4 :**
**VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M$ ACTUALISÉS 2021, INCLUANT LE SCÉNARIO S-2**

| Coûts ventilés (médianes) M$ actualisés 2021 | S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW | S8 Éolien 26,8 MW +diésel | S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW | S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+ | S3 Raccord (Percé) + centrale | S6 GNL-R | S7 Éolien 13,4 MW +diésel | S9 Éolien en mer 36 MW | S2 Raccord (Percé) | S11 Solaire 10 MW | S12 Solaire 20 MW | S10 Éolien en mer 60 MW | S1 Statu quo | S4 Raccord Nouvelle-Écosse | S14 Biomasse 70 MW +diesel | S13 Biomasse 105 MW |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Entretien | 354 | 358 | 368 | 368 | 245 | 376 | 375 | 347 | 242 | 394 | 393 | 333 | 382 | 259 | 217 | 83 |
| Exploitation | 275 | 134 | 293 | 301 | 96 | 321 | 117 | 219 | 96 | 105 | 113 | 300 | 96 | 261 | 466 | 629 |
| Exploitation - Carburant | 705 | 877 | 860 | 817 | 329 | 1 083 | 1 115 | 666 | 328 | 1 368 | 1 334 | 466 | 1 250 | 468 | 1 126 | 1 112 |
| Exploitation - GES | 25 | 235 | 25 | 25 | 28 | 28 | 311 | 175 | 28 | 387 | 377 | 110 | 349 | 38 | 20 | 20 |
| Achats énergie éolienne | 112 | 112 | 111 | 111 | 116 | 114 | 112 | 113 | 116 | 111 | 112 | 113 | 112 | 117 | 111 | 112 |
| Achats élect. Réseau | 0 | 0 | 0 | 0 | 323 | 0 | 0 | 0 | 459 | 0 | 0 | 0 | 0 | 309 | 0 | 0 |
| Taxe services publics | 23 | 18 | 19 | 21 | 67 | 18 | 15 | 33 | 68 | 12 | 14 | 45 | 9 | 61 | 41 | 56 |
| PUEÉ | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 72 | 71 | 71 | 71 | 72 | 260 | 71 | 71 | 71 |
| Croissance | 477 | 238 | 376 | 423 | 1 059 | 315 | 145 | 786 | 1 055 | 44 | 86 | 1 267 | 0 | 1 078 | 704 | 1 056 |
| Pérennité | 145 | 242 | 144 | 144 | 106 | 149 | 253 | 218 | 105 | 235 | 234 | 140 | 213 | 105 | 85 | 25 |
| Valeur résiduelles | -37 | -64 | -30 | -33 | -9 | -21 | -53 | -134 | -9 | -33 | -37 | -142 | -34 | -30 | -8 | -2 |
| Revenus additionnels | -96 | -96 | -96 | -96 | -96 | -96 | -96 | -98 | -96 | -96 | -96 | -97 | 0 | -97 | -96 | -97 |
| Total | 2 053 | 2 124 | 2 142 | 2 153 | 2 335 | 2 359 | 2 364 | 2 399 | 2 461 | 2 598 | 2 601 | 2 607 | 2 638 | 2 640 | 2 737 | 3 066 |

5.2.5 Veuillez expliquer la préférence pour le scénario S3 par rapport au scénario S2.

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 5.2.1 et 5.2.2.**

5.3 Veuillez expliquer pourquoi les ajouts d'éoliennes sont considérés, pour les fins de l'analyse, comme des investissements dans la ligne « Croissance » alors que des contrats d'électricité avec des fournisseurs d'énergie éolienne sont considérés comme des coûts d'approvisionnement.

**Réponse :**

**Le Distributeur a estimé les coûts paramétriques associés aux ajouts d'éoliennes sous forme de coûts d'investissement et de coûts d'exploitation. Il était tout simplement plus simple d'intégrer directement ces coûts tel quel à l'analyse, plutôt que de poser des hypothèses additionnelles afin de convertir ces coûts sous forme d'un contrat d'achat d'électricité (CAÉ). Le Distributeur est d'avis que cette approche simplifiée n'induit pas un écart significatif en comparaison avec la marge d'erreur d'une telle analyse paramétrique.**

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.

**Réponse :**

**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.**

5.4.2 Dans la négative, veuillez préciser si ces améliorations sont requises ainsi que leurs coûts.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 5.4.1.**

5.5 Veuillez préciser si les scénarios de raccordement via la Nouvelle-Écosse incluent des investissements dans le réseau de transport d'Hydro-Québec.

5.5.1 Dans l'affirmative, veuillez préciser ces coûts.

**Réponse :**

**Ces scénarios n'incluent pas d'investissements dans le réseau de transport d'Hydro-Québec.**

5.5.2 Dans la négative, veuillez préciser si ces améliorations sont requises ainsi que leurs coûts.

**Réponse :**

**Sans objet.**

5.6 Veuillez préciser les coûts du renforcement du réseau de transport de la Nouvelle-Écosse (nouvelle ligne aérienne) requis pour alimenter la charge des IDLM. Veuillez également préciser sous quelle rubrique du Tableau 2 de la référence (ii) ces coûts sont pris en compte.

**Réponse :**

**Voici le contenu lié au renforcement du réseau de la Nouvelle-Écosse, pour le scénario considéré, et les coûts associés.**

- **Ligne de transport aérienne entre le poste de [redacted] et le poste de [redacted] – [redacted] M$2021**

**À ce coût s'ajoute les coûts du câble sous-marin, des ajouts aux postes de Cap-aux-Meules et de Chéticamp qui sont pris en compte sous la rubrique « Croissance » du tableau 2 cité en référence (ii).**

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 Raccord. (Percé) centra e GDP | S1 Statu quo | S11 Solaire 10 MW | S12 Solaire 20 MW | S7 Éol 13, MW diésel | S8 Éol 26,8 MW diésel | S9 Éolien en mer 36 MW | S Raccord (Nouvelle-Écosse) | S16 GNL-R Éol 26,8 MW | S15 GNL-R Éol 13, MW | S10 Éo ien en mer 60 MW | S17 GNL-R Éol 13, MW Sol 10 MW | S6 GNL-R | S1 B omasse 70 MW d esel | S13 Biomasse 105 MW |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Exploitat on | 96 | 96 | 105 | 113 | 117 | 13 | 219 | 261 | 275 | 293 | 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'œuvre 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'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM (incluant le poste convertisseur).**

**S-4 : Matériel et main-d'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM, plus les coûts de transit sur les réseaux de transport de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick.**

**S-6 : Matériel et main-d'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM, plus les coûts d'opération associés au transport et au stockage et à la vaporisation du GNL-R.**

**S-7, S-8, S-9 et S-10 : Matériel et main-d'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM, plus les coûts d'exploitation et maintenance du parc éolien.**

**S-11 et S-12 : Matériel et main-d'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM, plus les coûts d'exploitation et maintenance du parc solaire.**

**S-13 et S-14 : Matériel et main-d'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules (jusqu'à son démantèlement pour le scénario S-13) et à la conduite du réseau des IDLM, plus les coûts d'exploitation et maintenance de la centrale à la biomasse.**

**S-15 et S-16 : Matériel et main-d'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM, plus les coûts d'opération associés au transport, au stockage et à la vaporisation du GNL-R, plus les coûts d'exploitation et maintenance du parc éolien.**

**S-17 : Matériel et main-d'œuvre associés à l'opération de la centrale de Cap-aux-Meules et à la conduite du réseau des IDLM, plus les coûts d'opération**

**associés au transport, au stockage et à la vaporisation du GNL-R, plus les coûts d'exploitation et maintenance du parc éolien et du parc solaire.**

**De façon plus générale, voir également la réponse à la question 5.1.**

À partir des données de la figure 3, à la référence (i), la Régie présente le tableau suivant :

| | S3 Raccord (Percé) + centrale GDP | S6 GNL-R | S15 GNL-R + Éolien 13,4 MW | S17 GNL-R + Éolien 13,4 MW + Sol 10 MW | S16 GNL-R + Éolien 26,8 MW | S14 Biomasse 70 MW + diesel | S4 Raccord Nouvelle-Écosse | S13 Biomasse 105 MW | S1 Statu quo | S9 Éolien en mer 36 MW | S8 Éolien 26,8 MW + diesel | S7 Éolien 13,4 MW + diesel | S12 Solaire 20 MW | S11 Solaire 10 MW | S10 Éolien en mer 60 MW |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Médiane - Estimation (M$) | 370 | 455 | 417 | 425 | 420 | 568 | 549 | 666 | 685 | 623 | 562 | 646 | 714 | 716 | 732 |
| Médiane - Estimation (%) | 19% | 24% | 24% | 25% | 26% | 26% | 26% | 28% | 35% | 35% | 36% | 38% | 38% | 38% | 39% |
| P=75% - Estimation (M$) | 561 | 691 | 615 | 612 | 588 | 810 | 758 | 791 | 1 131 | 850 | 844 | 1 001 | 1 155 | 1 160 | 960 |
| P=75% - Estimation (%) | 29% | 36% | 36% | 35% | 36% | 37% | 36% | 33% | 58% | 48% | 54% | 58% | 61% | 62% | 51% |
| Max - Estimation (M$) | 1 127 | 1 421 | 1 198 | 1 170 | 1 089 | 1 525 | 1 441 | 1 702 | 2 190 | 1 490 | 1 697 | 2 085 | 2 430 | 2 463 | 1 681 |
| Max - Estimation (%) | 57% | 75% | 69% | 68% | 67% | 70% | 69% | 71% | 112% | 84% | 109% | 121% | 129% | 131% | 90% |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| P=75% - Médiane (M$) | 191 | 236 | 198 | 187 | 168 | 242 | 209 | 125 | 446 | 227 | 282 | 355 | 441 | 444 | 228 |
| P=75% - Médiane (%) | 8% | 10% | 9% | 9% | 8% | 9% | 8% | 4% | 17% | 9% | 13% | 15% | 17% | 17% | 9% |
| Max - Médiane (M$) | 757 | 966 | 781 | 745 | 669 | 957 | 892 | 1 036 | 1 505 | 867 | 1 135 | 1 439 | 1 716 | 1 747 | 949 |
| Max - Médiane (%) | 32% | 41% | 36% | 35% | 33% | 35% | 34% | 34% | 57% | 36% | 53% | 61% | 66% | 67% | 36% |

5.8 Veuillez préciser les modalités d'évaluation des études comparatives du coût des scénarios selon la méthode de simulation de Monte-Carlo de la référence (i).

**Réponse :**

**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).**

## 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 | | | | | | | -5% | 20% | | | | | | | | | | | | | | | | | -5% | 20% | -5% | 20% | -5% | 20% |
| -GNL-R-prix | | | | | | | -40% | 80% | | | | | | | | | | | | | | | | | -40% | 80% | -40% | 80% | -40% | 80% |
| 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 | | | -40% | 10% | -40% | 10% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PUEÉ | -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% |
| 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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capex-Pérennité | -20% | 75% | -21% | 92% | -12% | 99% | -14% | 122% | -18% | 95% | -17% | 97% | -15% | 103% | -15% | 108% | -19% | 78% | -19% | 81% | -5% | 110% | -8% | 108% | -13% | 116% | -13% | 115% | -13% | 116% |
| Capex-investissements | -20% | 75% | -21% | 92% | -12% | 99% | -14% | 122% | -18% | 95% | -17% | 97% | -15% | 103% | -15% | 108% | -19% | 78% | -19% | 81% | -5% | 110% | -8% | 108% | -13% | 116% | -13% | 115% | -13% | 116% |
| 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.**

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.**

5.10 Veuillez expliquer que le Distributeur évalue que le scénario de 3 éoliennes en mer est le scénario le plus risqué sur la base des simulations de Monte-Carlo réalisées. Dans l'affirmative, veuillez expliquer cette situation.

**Réponse :**

**Sur la base des explications fournies en réponse à la question 5.9, le Distributeur rectifie également la compréhension de la Régie quant à la qualification du scénario S-9 comme étant le plus risqué. Le scénario de trois éoliennes en mer (S-9) arrive plutôt en septième place parmi les scénarios analysés (amplitude de 1 555 M$ act. 2021). C'est par ailleurs plutôt le scénario S-11 qui s'avère le plus risqué sur cette base de comparaison (amplitude de 2 720 M$ act. 2021).**

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 :**

**Combustibles et GES :**

**Le tableau R-5.11 présente la projection des coûts des combustibles et des GES utilisée dans le cadre de l'analyse économique.**

### TABLEAU R-5.11 :
### PROJECTION DES COÛTS DES COMBUSTIBLES ET GES

| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Mazout lourd (¢/litre) | 55,9 | 53,6 | 54,0 | 57,7 | 61,4 | 64,5 | 68,1 | 72,2 | 75,7 | 80,0 | 83,4 | 87,1 | 90,2 | 93,3 | 96,3 | 99,9 | 103,5 | 107,6 | 110,2 | 115,8 | 120,2 | 124,0 | 128,5 |
| Diesel - sans SPEDE (¢/litre) | 77,0 | 74,1 | 74,8 | 79,8 | 84,7 | 89,1 | 94,2 | 99,8 | 104,6 | 110,3 | 115,1 | 120,1 | 124,4 | 128,6 | 132,7 | 137,6 | 142,6 | 148,1 | 151,7 | 159,3 | 165,3 | 170,6 | 176,7 |
| Diesel - avec SPEDE (¢/litre) | 83,1 | 80,6 | 81,7 | 87,3 | 92,8 | 97,7 | 103,5 | 109,8 | 115,3 | 121,9 | 127,5 | 133,5 | 138,8 | 144,1 | 149,3 | 155,5 | 161,8 | 168,8 | 173,9 | 183,2 | 191,1 | 198,3 | 206,4 |
| GNL/R ($/m3) | [redacted] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GNL ($/m3) | [redacted] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Biomasse ($/t) | 146,0 | 147,5 | 148,9 | 150,4 | 151,9 | 153,4 | 155,0 | 156,5 | 158,1 | 159,7 | 161,3 | 162,9 | 164,5 | 166,2 | 167,8 | 169,5 | 171,2 | 172,9 | 174,6 | 176,4 | 178,1 | 179,9 | 181,7 |
| Prix des GES ($CA/t) | 22,5 | 23,8 | 25,5 | 27,4 | 29,5 | 31,7 | 34,1 | 36,7 | 39,4 | 42,4 | 45,6 | 49,0 | 52,7 | 56,6 | 60,9 | 65,5 | 70,4 | 75,7 | 81,4 | 87,5 | 94,1 | 101,2 | 108,8 |

| | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | 2051 | 2052 | 2053 | 2054 | 2055 | 2056 | 2057 | 2058 | 2059 | 2060 | 2061 | 2062 | 2063 | 2064 | 2065 | 2066 | 2067 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Mazout lourd (¢/litre) | 132,4 | 133,9 | 140,9 | 145,6 | 149,1 | 153,2 | 158,2 | 163,5 | 169,5 | 175,7 | 182,1 | 188,8 | 195,7 | 202,9 | 210,3 | 218,0 | 226,0 | 234,4 | 243,0 | 251,9 | 261,2 | 270,9 | 280,9 | 291,2 |
| Diesel - sans SPEDE (¢/litre) | 182,1 | 184,1 | 193,7 | 200,2 | 205,1 | 210,7 | 217,5 | 224,9 | 233,1 | 241,6 | 250,4 | 259,5 | 269,0 | 278,8 | 289,0 | 299,6 | 310,5 | 321,9 | 333,7 | 346,0 | 358,7 | 371,9 | 385,5 | 399,7 |
| Diesel - avec SPEDE (¢/litre) | 214,1 | 218,5 | 230,7 | 240,0 | 247,8 | 256,6 | 266,9 | 278,0 | 290,2 | 303,0 | 316,4 | 330,5 | 345,3 | 360,9 | 377,2 | 394,4 | 412,6 | 431,6 | 451,7 | 472,8 | 494,9 | 518,0 | 542,3 | 567,6 |
| GNL/R ($/m3) | [redacted] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GNL ($/m3) | [redacted] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Biomasse ($/t) | 183,5 | 185,4 | 187,2 | 189,1 | 191,0 | 192,9 | 194,8 | 196,8 | 198,8 | 200,7 | 202,7 | 204,8 | 206,8 | 208,9 | 211,0 | 213,1 | 215,2 | 217,4 | 219,5 | 221,7 | 224,0 | 226,2 | 228,5 | 230,7 |
| Prix des GES ($CA/t) | 117,0 | 125,8 | 135,2 | 145,4 | 156,3 | 168,1 | 180,7 | 194,3 | 208,9 | 224,6 | 241,5 | 259,7 | 279,2 | 300,2 | 322,8 | 347,0 | 373,1 | 401,2 | 431,4 | 463,8 | 498,7 | 536,2 | 576,5 | 619,9 |

**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 [redacted], 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 [redacted]. La durée de vie considérée est de 15 ans. Un coût pour les remplacements correspondant à [redacted] du coût initial est considéré pour assurer la pérennité jusqu'en 2067. Cette diminution du coût s'explique par une baisse du coût projeté des SSÉ, mais surtout par la portée plus limitée d'un projet de remplacement (plusieurs éléments récupérés ou non répétés).**

**L'analyse inclut également un coût d'entretien annuel estimé à 20,66 k$2025/MWh pour les cinq premières années, augmentant à 21,66 k$2025/MWh puis à 23,66 k$2025/MWh pour les 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 9,3 M$2020. La durée de vie considérée est de 20 ans. Le coût des remplacements, pour couvrir la période jusqu'en 2067, est également à 8,195 M$2020/MW (sans le coût d'intégration).**

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

**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 2020-2029*[10], 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 %.**

[10] *État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029 révisé*, page 37.

**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.**

6 **Référence :** i) Pièce A-0107, p. 26.

**Préambule :**

(i) « *L'étude d'avant-projet porte uniquement sur le raccordement des Îles au réseau intégré et non pas sur la réfection de la centrale de Cap-aux-Meules.*

*Ce qui est plutôt à préciser c'est que nulle part dans sa preuve en phase 2 il n'est question d'une réfection de la centrale ou encore de fin de vie utile de la centrale.*

*Le Distributeur a tenu compte naturellement dans ses scénarios que des investissements seraient requis à la centrale pour maintenir sa pérennité. Donc, par exemple, on peut penser au maintien des systèmes auxiliaires, bâtiments, remplacement de groupes moteurs actuels, requis pour certains scénarios et dont la date de remplacement peut varier selon les scénarios.*

*On précise par ailleurs qu'aucun scénario dans la preuve, aucun des dix-sept (17) scénarios, ne prévoit le remplacement des groupes moteurs en deux mille trente-cinq (2035). Et dans le cas de la solution privilégiée qui prévoit une utilisation, finalement, considérablement réduite des groupes moteurs, il n'y a aucune fin de vie utile qui est considérée.*

*En fait, l'avant-projet comprendra donc l'étude des travaux qui sont nécessaires aussi pour la conversion de la centrale à son nouveau rôle, donc on passe d'une centrale qui sert, finalement, en base à une centrale qui va servir au nouveau rôle de GDP, plus pallier aux indisponibilités. Donc, le Distributeur a tenu compte d'une évaluation paramétrique de ces investissements nécessaires à la conversion de la centrale à son nouveau rôle... nouveau rôle dans son analyse économique.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

6.1 À l'exception du statu quo, veuillez préciser les scénarios qui maintiennent l'utilisation du mazout lourd comme combustible de la centrale de Cap-aux-Meules.

**Réponse :**

**Les scénarios S-7, S-8, S-9, S-10, S-11 et S-12 prévoient aussi le maintien du mazout lourd comme principal combustible de la centrale de Cap-aux-Meules. Tout comme pour le *statu quo*, une consommation de diesel léger estimée à 1,3 % est considérée pour ces scénarios.**

6.2 La conversion de la centrale au diesel léger semble être restreint aux scénarios de raccordement des IDLM au moyen de câbles sous-marins (S2, S3, S4).

6.2.1 Veuillez préciser les scénarios qui impliquent la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au diesel léger.

**Réponse :**

**En plus des scénarios S-2, S-3 et S-4, le scénario S-14 prévoit également la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au diesel léger, afin d'assurer la fiabilité pour le scénario de centrale à la biomasse à deux chaudières.**

**Par ailleurs, tous les scénarios de conversion de la centrale au GNL ou au GNL-R (S-5, S-6, S-15, S-16 et S-17) prévoient une utilisation du diesel léger dans une proportion d'environ 5 % pour les moteurs bicarburant, en plus de la consommation associée aux deux groupes diesel maintenus pour la pointe et la fiabilité.**

6.2.2 Veuillez expliquer les raisons qui poussent le Distributeur à opter pour une conversion de la centrale au diesel léger dans certains scénarios et de privilégier le maintien de l'utilisation de carburant lourd dans d'autres scénarios.

**Réponse :**

**Le carburant lourd est plus économique que le diesel léger et son pouvoir calorifique est environ 11 % supérieur, de sorte que le volume consommé est moindre pour produire un kilowattheure. Ce combustible est toutefois inapproprié pour une utilisation réduite en mode réserve, comme le prévoient les scénarios S-2, S-3, S-4 et S-14.**

**Le principal obstacle pour une telle application est l'entreposage prolongé d'une réserve importante de carburant lourd, qui serait requis pour assurer la fiabilité. L'entreposage prolongé risquerait d'entraîner des problèmes de stabilité ou de stratification (séparation des parties plus lourdes et plus légères composant le mélange) qui pourrait affecter l'opération de la centrale.**

**Par ailleurs, le carburant lourd doit être chauffé à environ 50 °C pour être pompé. Lorsque les moteurs sont arrêtés pour une durée supérieure à**

**48 heures, la séquence d'arrêt prévoit un passage au diesel léger afin de vidanger les conduites de la présence de carburant lourd qui pourrait autrement figer en refroidissant. Avec une opération de la centrale en continu, la chaleur utilisée pour chauffer le carburant est récupérée des moteurs. L'utilisation du carburant lourd dans une application en mode réserve entraînerait une consommation de chaleur qui viendrait atténuer, voire annuler, les économies potentielles liées à une consommation réduite de combustible.**

**Les scénarios S-7, S-8, S-9, S-10, S-11 et S-12 prévoient quant à eux une utilisation suffisante en carburant lourd pour assurer un certain roulement permettant d'éviter les problèmes liés à l'entreposage à long terme. Bien que les scénarios S-8, S-9 et S-10 prévoient l'arrêt complet de la centrale lorsque la puissance éolienne est suffisante, l'économie associée à l'utilisation du carburant lourd est estimée suffisante pour justifier la consommation de chaleur supplémentaire liée aux épisodes d'arrêts prolongés de la centrale.**

6.2.3 Veuillez préciser les types de diesel qui seraient utilisés.

**Réponse :**

**Le carburant lourd considéré dans le cadre de l'analyse est du IFO-180, soit le combustible qui est actuellement consommé par la centrale.**

**Pour les scénarios prévoyant l'utilisation du diesel léger, le diesel routier standard est considéré. Ce type de diesel est actuellement consommé dans une proportion moyenne d'environ 1,3 %.**

**D'autres grades de combustibles légèrement moins raffinés que le diesel routier, tel qu'utilisé dans l'industrie maritime, pourraient également être envisagés pour une utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en mode réserve, ou encore pour les scénarios S-5, S-6, S-15, S-16 et S-17. Toutefois, bien que ces combustibles soient en principe légèrement moins coûteux que le diesel routier, il n'apparaît pas évident à ce stade-ci de l'analyse que leur utilisation entraînerait une réelle économie, considérant les volumes estimés. En effet, contrairement au diesel routier qui est déjà livré aux IDLM pour les besoins locaux autres que la centrale, l'utilisation d'un combustible particulier entraînerait potentiellement des coûts supplémentaires en logistique et en transport. C'est pourquoi le Distributeur a jugé plus judicieux de considérer l'utilisation du diesel routier pour les fins de l'analyse économique.**

**Le choix du combustible pour le scénario privilégié (S-3) fera l'objet d'une analyse approfondie et, dans l'éventualité où un autre combustible se révélait plus avantageux pour le Distributeur, la Régie en sera informée.**

6.2.4 Veuillez préciser l'impact de l'utilisation du diesel sur l'émission des GES pour les scénarios concernés.

**Réponse :**

**Le facteur d'émission considéré pour le diesel léger est de 2,734 kg $CO_2$/litre, inférieur à celui du carburant lourd qui est de 3,146 kg $CO_2$/litre. En contrepartie, comme le pouvoir calorifique du diesel léger est inférieur à celui du carburant lourd, un volume supérieur d'environ 11 % est requis pour produire la même quantité d'énergie. On estime le rendement de la centrale à 4,645 kWh/litre de carburant lourd comparativement à 4,168 kWh/litre de diesel léger. Ainsi, l'intensité des émissions liées à l'utilisation du diesel léger est légèrement inférieure, soit à 0,656 kg $CO_2$/kWh comparativement à 0,677 kg $CO_2$/kWh.**

6.2.5 Veuillez préciser si l'utilisation de « diesel renouvelable » produit par hydrogénation de lipides a été considéré. Dans l'affirmative, veuillez préciser l'impact de la réduction des GES par rapport au statu quo.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'a pas considéré l'utilisation du diesel renouvelable dans le cadre de son analyse technico-économique.**

**Comme mentionné à la section 3.2.2 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), l'analyse de l'IREQ a révélé que seul le GNR présentait un potentiel de substitution réaliste pour une conversion par un combustible carboneutre avant 2030. La projection économique réalisée par l'IREQ[11] prévoit que le coût du diesel vert pourrait potentiellement devenir plus économique que le carburant lourd autour de 2047, si l'on tient compte des coûts liés à la taxe carbone. Ce modèle économique simplifié repose toutefois sur des hypothèses comportant une grande marge d'erreur. C'est pourquoi le Distributeur a opté pour une approche plus conservatrice dans le cadre de son analyse qui vise une conversion à plus court terme, en considérant l'utilisation du carburant lourd ou du diesel léger, selon le scénario. Le Distributeur considère le développement des combustibles carboneutres comme un potentiel d'optimisation futur.**

**Si la prédiction de l'IREQ s'avère juste, le diesel renouvelable pourrait représenter une alternative avantageuse pour le Distributeur autour de 2047, diminuant ainsi les coûts et éliminant presque entièrement les émissions résiduelles directes de la centrale.**

[11] *Cf. supra*, note 1, Annexe A, page 12.

6.2.6 Veuillez préciser si l'utilisation de « méthanol vert » a été considérée. Dans l'affirmative, veuillez préciser l'impact de la réduction des GES par rapport au statu quo.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'a pas considéré l'utilisation du méthanol vert dans le cadre de son analyse technico-économique, pour les mêmes raisons que celles exprimées en réponse à la question 6.2.5.**

**Selon l'analyse de l'IREQ, le méthanol vert pourrait potentiellement présenter un avantage économique un peu plus tôt que le diesel vert, soit autour de 2040. Toutefois, la conversion de la centrale à ce combustible représenterait des investissements beaucoup plus significatifs, puisque le méthanol a des caractéristiques très différentes du diesel. Entre autres, son pouvoir calorifique est plus de deux fois inférieur à celui du carburant lourd et celui du diesel léger, ce qui signifie qu'un volume de plus de deux fois supérieur serait requis pour produire une même quantité d'énergie. Comme le modèle économique simplifié utilisé par l'IREQ ne tient pas compte des investissements requis pour convertir la centrale (non estimés à ce jour), il n'est pas évident que de tels investissements puissent un jour se justifier sur une base économique, avec la consommation annuelle projetée pour 2040 et après.**

**Comme mentionné à la section 3.2.2[12], le Distributeur, avec le support de l'IREQ, demeurera à l'affût des développements et de l'évolution des coûts des différentes technologies envisageables pour une pleine substitution par un combustible carboneutre.**

6.3 Veuillez préciser la nature des modifications de la centrale de Cap-aux-Meules pour son utilisation en pointe et pour assurer la fiabilité de l'alimentation des IDLM lors de l'entretien de la ligne et les coûts associés à ces modifications.

**Réponse :**

**D'abord, des modifications de la centrale de Cap-aux-Meules seront nécessaires pour assurer la fiabilité lors des indisponibilités du lien câblé, tant pour les pannes que pour les arrêts planifiés pour les fins d'entretien. Le Distributeur ne prévoit aucune modification supplémentaire spécifique pour son utilisation en pointe. Le fonctionnement à la pointe aura simplement un impact sur les coûts d'exploitation et de maintenance, et sur les émissions de GES, qui sont pris en compte dans l'analyse.**

**À ce stade-ci, les modifications de la centrale n'ont pas encore fait l'objet d'une analyse détaillée, mais les coûts anticipés devraient avoir un poids relativement faible comparativement à l'ensemble des coûts prévus pour la conversion. Pour**

[12] *Cf. supra*, note 1, page 19.

**les fins de l'analyse économique, un montant total de 11,5 M$ 2020 a été considéré pour ces modifications. Quant à la nature des modifications, l'analyse détaillée à venir permettra de préciser le tout, mais voici quelques-unes des modifications potentielles anticipées :**

- **Ajout de chaudières électriques ou biénergie, pour assurer le chauffage des bâtiments et des systèmes de la centrale, actuellement assuré par la récupération de chaleur des moteurs.**
- **Ajout ou remplacement des génératrices d'urgence existantes de la centrale, afin de permettre l'alimentation des charges critiques pour le démarrage de la centrale lors des pannes du lien câblé.**
- **Agrandissement du bâtiment de la centrale pour accueillir les équipements mentionnés ci-dessus.**
- **Démantèlement de l'oléoduc entre la centrale et le quai de Cap-aux-Meules, si un approvisionnement en diesel léger par camions-citernes est privilégié.**
- **Démantèlement d'un des réservoirs de stockage de carburant lourd, si l'analyse révèle que le maintien des deux réservoirs existants est superflu.**
- **Conversion du ou des réservoirs de carburant lourd maintenu(s) pour le stockage du diesel léger.**

**La nature des modifications et les coûts associés devraient se préciser d'ici la fin 2022.**

6.4 Veuillez préciser la nature des modifications de la centrale de Cap-aux-Meules pour la gestion des pannes et les coûts associés à ces modifications.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 6.3.**

6.5 Veuillez préciser le mode d'exploitation de la centrale convertie au diesel léger, afin d'assurer la fiabilité d'alimentation lors de pannes.

**Réponse :**

**À ce stade-ci, le ou les modes d'exploitation de la centrale n'ont pas encore fait l'objet d'une analyse détaillée. Cette analyse a été initiée et les conclusions devraient être connues d'ici la fin de l'année.**

**Cette analyse détaillée devrait notamment se pencher sur les éléments suivants :**

- **Température de préchauffage des moteurs et nombre de moteurs en préchauffage, selon la saison.**
- **Séquences des manœuvres et délais de démarrage et de prise en charge du réseau lors des pannes.**
- **Séquence des manœuvres et modes de régulation pour la transition entre la centrale et le lien câblé, après rétablissement.**

**Le Distributeur est toutefois déjà en mesure d'affirmer que la centrale dispose déjà d'une grande flexibilité permettant d'assurer la fiabilité d'alimentation, et que la portée des modifications, tant matérielles que dans les modes d'exploitation, sera relativement limitée comparativement à l'envergure du projet de raccordement.**