Q U É B E C

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4110-2019 , phase 2

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR

HYDRO-QUÉBEC

(ci-après le «Distributeur»)

Demanderesse
et

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ

(ci-après « AQCIE »)

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC
(ci-après « CIFQ »)
Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ
(Version caviardée)
6 juin 2022

Table des matières

1. Contexte ……...3
2. Stratégies et scénarios envisagés ……....3
3. Analyse des scénarios …….....8
3.1- La réduction des coûts d'approvisionnement …….9
3.1.1- Analyse de sensibilité (Monte-Carlo) ……12
3.1.1.1- Variation des quantités de mazout et diesel, et de la variation du prix des achats d'électricité. ……..15
3.1.1.2- Variation Capex-pérennité et investissement …….16
3.1.1.3- Impact des simulations de Monte-Carlo …….17
3.2- Réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) ….19
3.3- La fiabilité de l'approvisionnements ……..21
3.4- L'acceptabilité sociale et environnementale ……..21
3.5- Risques résiduels ……..23
4. Conclusion ……...25

1- Contexte

Dans sa décision procédurale[1], la Régie mentionne que c'est dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement qu'elle examine les solutions d'approvisionnement envisagées par le Distributeur pour l'alimentation du réseau des Îles-de-la-Madeleine (IDLM).

Elle précise qu'elle doit se prononcer sur la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, soit un raccordement par câbles sous-marins en provenance de la Gaspésie comme source principale d'alimentation du réseau de IDLM, et l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en réserve afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation.

Elle conclut :

[52] Au terme de la phase 2 du présent dossier, la Régie déterminera si les informations dont dispose le Distributeur sont suffisantes pour justifier la Stratégie, incluant les enjeux cités au paragraphe précédent. Elle rappelle qu'elle doit disposer d'informations suffisantes relativement à la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux divers scénarios analysés à cette fin et à leurs coûts estimés respectifs, afin d'être en mesure de décider s'il y a lieu d'approuver ou non la Stratégie qu'il privilégie.[2]

Ainsi, selon l'AQCIE et le CIFQ, il y a lieu d'analyser les diverses stratégies et scénarios étudiées par le Distributeur en vue de déterminer si la stratégie envisagée par celui-ci, soit un raccordement par câbles sous-marins en provenance de la Gaspésie comme source principale d'alimentation du réseau de IDLM et l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en réserve, doit être retenue.

2- Stratégies et scénarios envisagés

En réponse à une demande de la Régie de préciser les scénarios alternatifs d'approvisionnement des IDLM qu'il entendait examiner[3], le Distributeur a présenté globalement les filières envisagées[4], et les a ensuite définies plus précisément ainsi :[5].

- *Raccordement par câbles sous-marins au réseau intégré : raccordement non redondant, avec maintien de la centrale thermique en réserve ;*
- *Production éolienne avec stockage : ajout d'éoliennes terrestres ou en mer; jumelées à la centrale thermique existante, notamment avec l'ajout de systèmes; de stockage par batteries ;*

[1] D-2022-043 page 13
[2] D-2022-043, page 16
[3] A-0023, page 2
[4] B-0099, page 4
[5] B-0204, page 10

- *Production solaire avec stockage : ajout de panneaux solaires, centralisés ou distribués (ou « côté client »), jumelés à la centrale thermique existante, notamment avec l'ajout de systèmes de stockage par batteries ;*
- *Production thermique au gaz naturel liquéfié : conversion de la centrale existante avec des groupes-moteurs fonctionnant au gaz naturel ;*
- *Production thermique à la biomasse forestière : construction d'une nouvelle centrale de production fonctionnant à la biomasse forestière (combustible importé) ;*
- *Utilisation d'un combustible carboneutre : utilisation d'un combustible carboneutre à la centrale thermique existante (modifiée ou non selon le cas).*

Pour l'analyse de ces filières, le Distributeur définit les 17 scénarios suivants :[6]

S1 – Maintien de la centrale thermique (statu quo) : scénario de référence
- Le maintien de la centrale diesel existante et son opération au carburant lourd
- Le maintien du PUEÉ pour limiter la croissance de la charge. Il s'agit également du scénario de référence.

Raccordement au moyen de câbles sous-marins

S2 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé)
- Deux câbles sous-marins, d'une capacité de 80 MW, d'environ 225 km à courant continu avec une portion souterraine jusqu'au poste de Cap-aux-Meules et jusqu'au poste de Percé, avec mise en service projetée en 2027;
- L'ajout de postes convertisseurs aux deux extrémités;
- Le maintien de la centrale actuelle en réserve, convertie au diesel léger.

S3 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé),

- Ce concept est identique au scénario S-2, à la différence de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la pointe du réseau intégré.

S4 – Raccordement au moyen d'un câble sous-marin via la Nouvelle-Écosse
- Un câble sous-marin d'environ 115 km à courant alternatif avec une portion souterraine de la berge jusqu'au poste de Cap-aux-Meules et jusqu'au poste de Chéticamp en Nouvelle-Écosse, avec mise en service projetée en 2030;
- le renforcement du réseau en Nouvelle-Écosse;
- L'inclusion des frais de transport et d'équilibrage entre le Québec et la Nouvelle-Écosse, pour un service non ferme;
- Le maintien de la centrale actuelle en réserve, convertie au diesel léger;
- L'utilisation de la centrale thermique comme moyen de GDP;
- L'ajout d'un groupe diesel à la centrale de Cap-aux-Meules.

[6] B-0204, pages 12 à 18

Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié (GNL)

S5 – Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié (conventionnel)

- Le remplacement de quatre des six moteurs diesel existants de la centrale de Cap-aux-Meules actuelle par des moteurs bicarburant de capacité d'environ 11 MW chacun, avec mises en service projetées de 2027 à 2028 ;
- Le maintien de deux groupes diesel pour la gestion des pointes et la fiabilité de l'approvisionnement ;
- L'ajout d'un 7e moteur bicarburant considéré pour la croissance de la charge, avec mise en service projetée en 2026;
- Le transport du gaz naturel (conventionnel ou renouvelable) sous forme liquéfiée (ou GNL) par voie terrestre sur le continent (selon la source de GNL et le port d'embarquement), puis par iso-conteneurs cryogéniques transportés par bateau et finalement par camions-remorques entre le port de Cap-aux-Meules et la centrale;
- L'ajout de réservoirs de stockage pour 5 000 m³ à la centrale et d'un système de vaporisation redondant ;
- Le maintien d'un réservoir existant de 10 000 m³ converti au diesel léger.

S6 – Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R)

- Techniquement identique au scénario de conversion (scénario S5), mais avec un approvisionnement à 100 % en gaz naturel renouvelable

Jumelage éolien-diesel avec stockage

S7 – Production de deux éoliennes, jumelées à la centrale diesel existante

- L'ajout de deux éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord avec mises en service projetées en 2025 ;
- Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh ;
- L'ajout d'un compensateur synchrone, pour permettre d'opérer à un moteur diesel.

S8 – Production de quatre éoliennes, jumelées à la centrale diesel existante

- L'ajout de quatre éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord, avec mises en service projetées de deux éoliennes en 2025 et de deux éoliennes en 2030 ;
- Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh ;
- L'ajout de deux compensateurs synchrones.

S9 – Production de trois éoliennes en mer, jumelées à la centrale diesel existante

- L'ajout de trois éoliennes en mer de 12 MW chacune, avec mises en service projetées en 2025 ;
- Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 15 MW/15 MWh ;

- L’ajout de deux compensateurs synchrones.

S10 – Production de cinq éoliennes en mer, jumelées à la centrale diesel existante
- L’ajout de cinq éoliennes en mer de 12 MW chacune, avec mises en service projetées en 2025 ;
- Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;
- L’ajout de systèmes de stockage par batteries de 21 MW/21 MWh ;
- L’ajout de deux compensateurs synchrones.

Jumelage solaire-diesel avec stockage

S11 – Parc solaire centralisé de 10 MW, jumelé à la centrale diesel existante
- L’ajout d’une centrale solaire centralisée de 10 MW, avec mise en service projetée en 2025 ;
- Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;
- L’ajout de systèmes de stockage par batteries de 3 MW/3 MWh.

S12 – Parc solaire centralisé de 20 MW, jumelé à la centrale diesel existante
- L’ajout d’une centrale solaire centralisée de 20 MW, avec mise en service projetée en 2025 ;
- Le maintien de la centrale actuelle opérée au carburant lourd ;
- L’ajout de systèmes de stockage par batteries de 6 MW/6 MWh.

Nouvelle centrale à la biomasse

S13 – Centrale à la biomasse à trois chaudières
- Une nouvelle centrale à trois chaudières à lit fluidisé bouillonnant (BFB) et turbines à vapeur de 35 MW, alimentées par des copeaux de bois, avec mise en service projetée en 2025 ;
- Le transport du bois aux IDLM (biomasse importée) sous forme de billots, puis transformé en copeaux sur place ;
- L’ajout d’un système de stockage de 10 MW/10 MWh;
- Le démantèlement de la centrale diesel existante;
- Un concept alternatif utilisant des granules de bois, plus denses en énergie a également été envisagé, mais les coûts d’opération seraient globalement plus élevés.

S14 – Centrale à la biomasse à deux chaudières
- Une nouvelle centrale, selon un concept similaire au scénario S13, mais à deux chaudières BFB de 35 MW plutôt que trois;
- Trois groupes diesels doivent être maintenus dans la centrale existante pour assurer le critère de fiabilité (N-1) X 90 %.

Combinaisons de filières

S15 – Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes

- La conversion de la centrale au GNL-R, tel que le scénario S6, avec mises en service projetées des moteurs bicarburant de 2026 à 2028 ;
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh ;
- L'ajout d'un 7e moteur n'est pas requis avec l'ajout de deux éoliennes de 6,7 MW;
- Ce concept prévoit le maintien d'un minimum de deux moteurs en opération (compensateur synchrone non requis);
- L'ajout de stockage fixe de GNL-R est réduit à 4 000 m³, car la consommation de la centrale au GNL-R est réduite avec l'ajout d'éoliennes.

S16 – Centrale au GNL-R avec ajout de quatre éoliennes

- La conversion de la centrale au GNL-R, tel que le scénario S15 ;
- L'ajout de quatre éoliennes de 6,7 MW chacune;
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh ;
- L'ajout d'un compensateur.
- L'ajout de stockage fixe de GNL-R est réduit à 3 000 m³, pour le même motif que celui mentionné au scénario S15.

S17 – Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes et d'un parc solaire centralisé de 10 MW

- Concept identique au scénario S15;
- Mais comprend l'ajout d'un parc solaire centralisé de 10 MW;
- Ajout d'une capacité de stockage augmentée de 3 MW/3 MWh, pour un total de 8 MW/8 MWh.

Le tableau suivant résume les caractéristiques principales des 17 scénarios.

Tableau AQCIE-CIFQ 1 – Principales caractéristiques des 17 scénarios

Scénarios
S1 - Statu quo
Statu quo + abandon PUEÉ
S2 - Raccordement (Percé)
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP
S4 - Raccordement Nouvelle-Écosse
S5 - Conversion GNL
S6 - Conversion GNL-R
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel
S11 - Solaire 10 MW + diesel
S12 - Solaire 20 MW + diesel
S13 - Biomasse (3 chaudières: 105 MW)
S14 - Biomasse (2 chaudières: 70 MW) + diesel
S15 - GNL-R + éolien (+13,4 MW)
S16 - GNL-R + éolien (+26,8 MW)
S17 - GNL-R + é0lien (+13,4 MW) + solaire 10 MW

3- Analyse des scénarios

Dans sa décision D-2017-140, la Régie accepte les orientations suivantes proposées par le Distributeur pour l'analyse des scénarios[7] :

- Techniquement réalisables;
- Économiquement rentables;
- Acceptables d'un point de vue environnemental;
- Accueillies favorablement par la communauté.

Cependant pour les critères de sélection applicables aux projets de conversion des réseaux autonomes à des énergies renouvelables, le Distributeur réfère à la figure suivante tirée du Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec[8].

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

Source : Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec, page 29

En réponse à une demande de la Régie de préciser et expliquer les équivalences et les différences entre les orientations retenues dans sa décision D-2017-140 et les critères énoncés à la figure 1, le Distributeur précise[9] :

---

[7] D-2017-140, p. 95 et 96.
[8] B-0204, page 7
[9] B-0248, page 4

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

Ainsi, l'analyse de l'AQCIE et du CIFQ réfère aux critères suivants :

- La réduction des coûts d'approvisionnement;
- La réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- La fiabilité de l'approvisionnements;
- L'acceptabilité sociale et environnementale.

3.1- La réduction des coûts d'approvisionnement

A partir des données fournies par le Distributeur[10], l'AQCIE et le CIFQ ont réalisé le tableau suivant qui présente le détail des coûts actualisés des scénarios analysés par le Distributeur. Il s'agit de l'analyse économique basée sur les hypothèses de base centrées dont les résultats apparaissent à la ligne identifiée « Estimation » à la Figure 3 de la pièce B-0204 du Distributeur[11]. Il montre également l'écart par rapport au scénario S1 (Statu quo) en M$ actualisés et en %.

[10] B-0266, feuille Économique
[11] B-0248, page 29

Tableau AQCIE-CIFQ 2 – Ventilation des coûts selon l'Estimation en M$ actualisés 2021

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17
Charges	[redacted]																
Croissance																	
Pérennité																	
Entretien																	
Exploitation																	
Exploitation - Carburant																	
Exploitation - GES																	
Achats d'énergie éolienne																	
Achats élect. Réseau																	
TSP																	
PUEÉ																	
Investissements																	
Croissance																	
Pérennité																	
Valeurs résiduelles																	
Revenus additionnels																	
Total	**1953**	**2072**	**1965**	**2091**	**1773**	**1904**	**1718**	**1562**	**1776**	**1966**	**1882**	**1887**	**2400**	**2169**	**1725**	**1633**	**1728**
Écart vs S1 (M$)	0	118	12	138	-180	-49	-235	-391	-177	13	-72	-67	447	216	-229	-320	-225
Écart vs S1 (%)	0%	6%	1%	7%	-9%	-3%	-12%	-20%	-9%	1%	-4%	-3%	23%	11%	-12%	-16%	-12%

À partir des résultats montrés au tableau ci-dessus, on peut conclure que, selon le critère d'une réduction des coûts d'approvisionnement, les scénarios d'alimentation à partir d'une production à base biomasse (S13 et S14) doivent être rejetés.

Parmi les scénarios d'approvisionnement par un raccordement au réseau intégré d'Hydro-Québec, seul le scénario S3 ayant un coût d'approvisionnement équivalent au coût d'approvisionnement du scénario Statu quo (S1) peut être retenu.

Cependant, dans une réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur mentionne [12]:
Le taux de pertes associé au lien câblé n'est pas inclus à la prévision de la demande, mais est toutefois pris en compte dans le cadre de l'analyse. Pour les scénarios S-2 et S-3, un taux de pertes de 4 % est appliqué pour l'énergie qui est importée du réseau intégré.

Cela est conforme à l'écart que l'on peut observer à la feuille Source d'énergie du fichier Excel présentant l'analyse économique déposée sous pli confidentiel[13], entre les « achats d'énergie du réseau intégré avec pertes » et la valeur « MWH réseau intégré ».

Par ailleurs, au Rapport annuel 2021 du Transporteur, il est indiqué que le taux de pertes de transport est de 5,11%.[14]

Selon l'AQCIE et le CIFQ, le taux de pertes à considérer pour l'approvisionnement des IDLM devrait inclure les pertes du réseau intégré pour se rendre jusqu'à Percé et ajouter les pertes associées au câble. Le taux de pertes pour acheminer l'électricité jusqu'aux IDLM devrait donc être supérieur à 5,11%. Les informations fournies ne permettent pas de s'assurer que la totalité des pertes a été prise en compte. En prenant en considération un taux de pertes plus élevé, le coût total du scénario S3 serait augmenté.

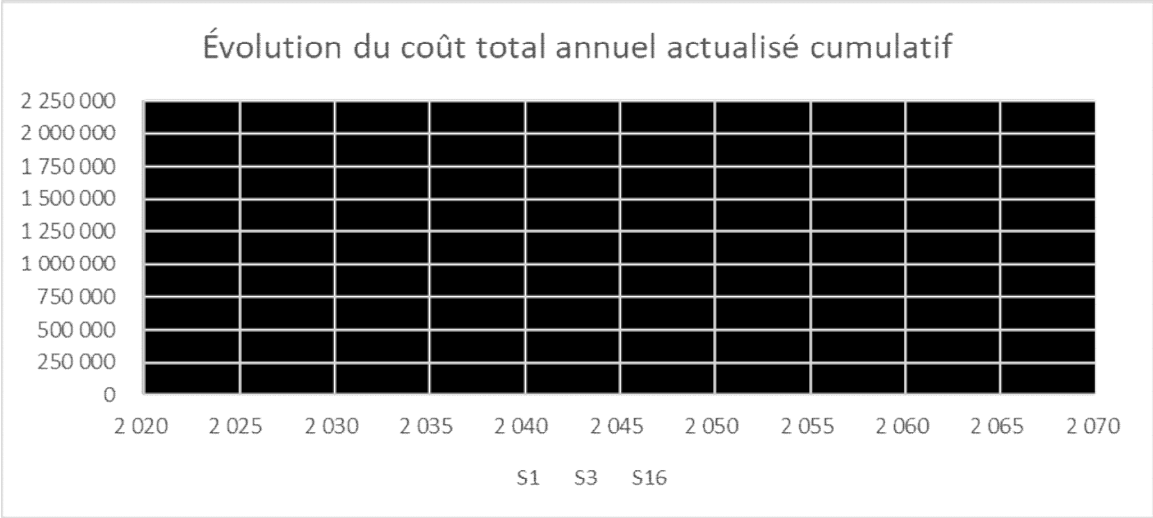
Tous les autres scénarios permettent une réduction du coût d'approvisionnement, mais les scénarios incluant une production éolienne terrestre (S7, S8, S15, S16 et S17) présentent la réduction du coût d'approvisionnement la plus intéressante, soit une réduction de plus de 12% par rapport au scénario Statu quo (S1).

Pour la suite de l'analyse, les intervenants retiennent les scénarios S1 qui est le scénario de référence, le scénario S3 qui est le scénario privilégié par le Distributeur, et le scénario S16 qui présente une valeur totale actualisée de 16% inférieure au scénario S1.

À partir des données fournies par le Distributeur, les intervenants présentent la figure suivante qui montre l'évolution des coûts annuels cumulatifs actualisés sur la période 2021 à 2067 pour les scénarios S1, S3, et S16.

---

[12] B-0255, page 4
[13] B-0267
[14] R-9000-2021, Rapport annuel 2021 du Transporteur, B-0004, page 5.



On peut constater que le scénario S16 est le plus intéressant sur le plan économique.

3.1.1- Analyse de sensibilité (Monte-Carlo)

Le Distributeur mentionne que les incertitudes considérées dans le cadre des simulations Monte-Carlo ont pour but de mesurer la sensibilité des scénarios aux divers paramètres qui peuvent notamment fluctuer selon l'évolution du contexte économique et énergétique.[15]

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur précise les étapes qu'il a complétées pour réaliser l'analyse probabiliste selon la méthode de simulation Monte-Carlo[16] *:*

1. Production de l'analyse économique pour chaque scénario
   L'analyse économique est basée sur les hypothèses de base centrées.

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 sous forme de variation Min et Max.

3. Production de l'analyse Monte-Carlo
   La simulation pour chaque rubrique de l'analyse économique est basée sur la précision des données évaluées.

4. Regroupement des données et production des résultats

[15] B-0256, page 10
[16] B-0248, page 29

En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ d'identifier les experts internes et de fournir l'information justifiant leur expertise, le Distributeur mentionne[17] :

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

Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, il ne s'agit pas d'experts, mais de spécialistes dans les différents domaines mentionnés par le Distributeur.

Pour l'évaluation de la précision des données, le Distributeur présente le tableau R-5.8 qui montre les valeurs minimales et maximales à considérer pour les rubriques de coûts de chacun des scénarios.[18]

En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ d'expliquer et de justifier les valeurs MIN et MAX des rubriques identifiées au tableau, le Distributeur renvoie les intervenants à une réponse fournie à l'AHQ-ARQ qui mentionne :[19]

> *L'estimation des coûts par scénario et leur exposition au risque sont le fruit d'une méthode éprouvée des équipes de spécialistes en estimation, planification et risques de projet d'Hydro-Québec.*
>
> *Pour chaque item de coût, les spécialistes forment un consensus sur les coûts probables, minimum et maximum. Ces valeurs sont reflétées en dollars ou en pourcentage par rapport à l'estimation (ou la valeur découlant de l'analyse économique), comme présenté au tableau R-5.8.*

L'AQCIE et le CIFQ présentent ci-dessous les résultats du «consensus» des équipes de spécialistes du Distributeur pour chacune des rubriques concernant les scénarios S1, S3 et S16. Le scénario S1 est présenté à titre de référence.

[17] B-0255, p. 18
[18] B-0248, page 30
[19] B-0253, page 4

Tableau AQCIE-CIFQ 3 – Valeurs MIN et MAX du consensus
pour les scénarios S1, S3 et S16

	S1		S3		S16	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
Charges						
Entretien	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Pérennité						
Croissance						
Exploitation	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Carburant						
Mazout lourd-Quantité	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%
Mazout lourd-prix	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA
Diesel-Quantité	-5%	20%	-5%	20%	-5%	20%
Diesel-prix	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA	EIA
GNL-R-Quantité					-5%	20%
GNL-R-prix					-40%	80%
GES	5%	150%	5%	150%	5%	150%
Achats d'énergie DDN	-10%	10%	-10%	10%	-10%	10%
Achats du réseau intégré			-40%	10%		
PUEÉ	-10%	75%	-10%	75%	-10%	75%
TSP	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Investissements						
Entretien						
Capex-Pérennité	-20%	75%	-21%	92%	-13%	115%
Capex-investissements	-20%	75%	-21%	92%	-13%	115%
Valeur résiduelle	-10%	40%	-10%	40%	-10%	40%
Revenus	-20%	20%	-20%	20%	-20%	20%

Pour le scénario S16 qui consiste à convertir la centrale actuelle au gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R) et à l'ajout de production éolienne, on constate notamment

- Une variation de la quantité de GNL-R de -5% à + 20%;
- Une variation de prix de GNL-R de -40% à +80%;
- Une variation de Capex pérennité et investissement de -13% à +115%.

Pour le scénario S3 qui concerne le raccordement au réseau intégré à partir de Percé, on constate notamment :

- Il n'y a pas de variation de quantité d'énergie soutirée du réseau intégré;

- Une variation des achats du réseau intégré de -40% à + 10%. Il est à noter que cette variation est associée au prix d'achat d'électricité[20]
- Une variation de Capex-pérennité et investissement de -21% à + 92%

Étant donné que les spécialistes d'Hydro-Québec n'ont pas émis de rapport pour justifier les valeurs résultant de leur consensus.[21] Il n'est pas possible de connaître sur quelles bases les valeurs MIN et MAX ont été établies.

3.1.1.1- Analyse de la variation des quantités de mazout et diesel, et de la variation du prix des achats d'électricité.

En réponse à une demande du FCEI *d'expliquer pourquoi la variation de la quantité d'énergie provenant du réseau intégré est différente de celle utilisée pour les autres scénarios qui semblent tous basés sur une variation minimale de -5 % et une variation maximale de 20 %*, le Distributeur mentionne[22] :

> *Le Distributeur reconnaît qu'il aurait été pertinent de considérer une variation de la quantité d'achat d'électricité selon les mêmes bases (-5 % / +20 %) que celles des combustibles (GNL-R, mazout et diesel). Le Distributeur reconnaît également que l'hypothèse -40 % / +10 % sur le prix d'achat de l'électricité sous-entend que celui-ci a été surestimé.*

Le Distributeur reconnaît donc que tous les scénarios ne sont pas analysés sur une même base et que les variations du prix d'achat de l'électricité sous-entendent que le prix de l'électricité utilisé pour les simulations sont surestimés.

Il est à noter que le prix utilisé pour l'analyse économique constitue une mise à jour des coûts évités approuvés par la Régie dans la décision D-2019-027[23].

Or, dans le cadre du dossier du Plan d'approvisionnement 2020-2029, la Régie a autorisé les coûts évités proposés par le Distributeur[24], et ceux-ci correspondent pratiquement à une mise à jour des coûts évités de la décision D-2019-027. Selon l'AQCIE et le CIFQ, le consensus des spécialistes sur cet aspect (-40% à +10%) n'est pas justifiable.

Pour illustrer l'impact de ce facteur, le Distributeur présente une étude de sensibilité du scénario S3 par rapport au scénario S1 en considérant les mêmes bases pour les deux scénarios, soit aucune variation sur les quantités de mazout et diesel. De plus il considère les variations associées à l'achat d'électricité du réseau intégré à ±20 %.[25]

---

[20] B-0259, page 9
[21] B-0255, page 18
[22] B-0259, page 9
[23] B-0261, page 6
[24] D-2022-062, pages 141 et 145
[25] B-0259, page 9

Les résultats sont présentés au Tableau R-3.2.2.[26]

On peut constater que sans la variation de la quantité de mazout et diesel, le coût (Médiane) du scénario S1 diminue de 54 M$ (2638-2584).

Pour le scénario S3, une variation du prix de l'électricité de ±20 % au lieu de la variation de -40% à + 10% augmente le coût (Médiane) de 21 M$ (2356-2335).

Ces deux modifications permettent de diminuer l'écart entre les deux scénarios de 75 M$.

3.1.1.2- Variation Capex-pérennité et investissement

Pour le scénario S3, les investissements principaux sont associés à

- La mise en place de deux câbles sous-marins d'environ 225 km avec une portion souterraine jusqu'au poste de Cap-aux-Meules et jusqu'au poste de Percé;
- L'ajout d'un poste convertisseur à chaque extrémité.[27]

Comme mentionné plus haut la variation Capex-pérennité et investissements est de -21% à +92%. Il s'agit d'une variation englobant la mise en place des câbles et l'ajout des postes convertisseurs.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, les variations associées aux postes convertisseurs devraient être plus faibles que celles associées à la mise en place des câbles puisqu'il s'agit d'équipements et de travaux connus et maîtrisés par les spécialistes d'Hydro-Québec. Cependant, il en est autrement pour la mise en place du câble sous-marin de 225 km. Ne disposant pas des éléments de base qui ont permis aux spécialistes d'Hydro-Québec d'arriver à un consensus, il n'est pas possible de se prononcer sur le réalisme des variations de -21% à +92%.

Pour le scénario S16, les principaux investissements sont associés à

- La conversion de la centrale actuelle au GNL-R ;
- L'ajout de quatre éoliennes de 6,7 MW chacune;
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh ;
- L'ajout d'un compensateur.

Pour ces travaux, les variations retenues par le Distributeur sont de -13% à +115%.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, ces variations sont surprenantes, notamment la valeur de +115%. En effet, il s'agit pour la plupart de travaux usuels et bien maîtrisés par Hydro-Québec. De plus l'ajout d'éoliennes ne devrait pas présenter de risque important puisqu'il y a déjà deux éoliennes sur le site prévu, de sorte qu'il ne devrait pas y avoir de circonstances inconnues et imprévisibles pour l'installation des nouvelles éoliennes.

[26] B-0259, page 10

[27] B-0254, page 3 - Confidentiel

Par ailleurs, dans sa demande de renseignements, le RNCREQ présente une référence du « US Department of Energy » qui prévoit une diminution du Capex pour les éoliennes terrestres et pour le stockage par batteries.[28]

Selon l'AQCIE et le CIFQ, en se basant sur les informations disponibles il apparaît que les variations Capex pour le scénario S16 ne sont pas réalistes. De plus, le Distributeur n'a pas justifié les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo.

3.1.1.3- Impact des simulations de Monte-Carlo

Pour montrer l'impact des simulations Monte-Carlo, l'AQCIE et le CIFQ présentent le tableau suivant qui indique la valeur actualisée de chacune des rubriques pour les scénarios S1, S3 et S16 selon l'Estimation de base et la Médiane résultant des simulations Monte-Carlo. Il montre également l'écart en M$ et en % entre l'Estimation et la Médiane pour chacune des rubriques ainsi que pour le coût total. Il présente également l'écart en M$ et en % entre le scénario S16 et les scénarios S1 et S3.

Tableau AQCIE-CIFQ - 4 : Impact des simulations Monte-Carlo
pour les scénarios S1, S3 et S16

	S1		Écart		S3		Écart		S16		Écart	
	Estimation	Médiane	M$	%	Estimation	Médiane	M$	%	Estimation	Médiane	M$	%
Charges		2458				1275				1565		
Croissance												
Pérennité												
Entretien		382				245				354		
Exploitation		96				96				275		
Exploitation - Carburant		1250				329				705		
Exploitation - GES		349				28				25		
Achats d'énergie éolienne		112				116				112		
Achats élect. Réseau						323						
TSP		9				67				23		
PUEÉ		260				71				71		
Investissements		179				1156				585		
Croissance						1059				477		
Pérennité		213				106				145		
Entretien												
Valeurs résiduelles		-34				-9				-37		
Revenus additionnels	0	0				-96				-96		
TOTAL	1953	2637	684	35%	1965	2335	370	19%	1633	2054	421	26%
Écart vs S16 (M$)	320	583			332	281						
Écart vs S16 (%)	20%	28%			20%	14%						

Pour le scénario S1, l'écart entre le coût total de l'Estimation et le coût total de la Médiane est de 684 M$, soit une augmentation de 35%. Les écarts de coût les plus importants sont aux rubriques Exploitation-carburant ([redacted] M$) et Exploitation GES ([redacted] M$).

[28] B-0261, pages 19 et 20

Pour le scénario S3, l'écart entre le coût total de l'Estimation et le coût de la Médiane est de 370 M$, soit une augmentation de 19%. Les écarts de coût les plus importants sont aux rubriques Exploitation-carburant ([redacted] M$) et les Investissements ([redacted] M$).

Il est à noter une diminution de [redacted] M$ à la rubrique Achat d'électricité du réseau. Cette diminution est due aux valeurs MIN et MAX (-40% et +10%) utilisées pour les simulations Monte-Carlo.

Pour le scénario S16, l'écart entre le coût total de l'Estimation et de la Médiane est de 421 M$, soit une augmentation de 26%. Les écarts de coût les plus importants sont aux rubriques Exploitation-carburant ([redacted] M$) et les Investissements ([redacted] M$).

Les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo ont un impact important sur le coût total des scénarios, et l'impact est différent selon les scénarios. Il faut donc s'assurer que les valeurs MIN et MAX sont bien justifiées, ce qui n'est pas le cas comme on l'a mentionné plus haut.

Il est à noter que pour les Investissements, l'impact des simulations Monte-Carlo est de [redacted]% pour le scénario S16 et de [redacted]% pour le scénario S3. Étant donné que les simulations Monte-Carlo veulent mesurer les incertitudes liées à chaque scénario, cela signifierait que selon ces résultats, les investissements associés à l'installation d'un câble sous-marin de 225 km et à l'ajout de deux postes convertisseurs comporteraient moins d'incertitudes que les investissements associés à la conversion de la centrale actuelle et à l'ajout d'éoliennes sur un site déjà connu, ce qui n'est pas logique.

Ces résultats montrent l'importance de justifier les valeurs MIN et MAX utilisées pour les simulations Monte-Carlo, ce qui n'a pas été fait par le Distributeur. Le fait que les valeurs MIN et MAX sont le résultat d'un consensus de spécialistes d'Hydro-Québec ne constitue pas une justification. Il faudrait fournir les bases qui ont permis d'obtenir un consensus.

Par ailleurs, le tableau montre que selon les données basées sur les hypothèses de base centrées (Estimation), le coût total du scénario S16 est 20% moins élevé que le coût total du scénario S3.

Les résultats des simulations Monte-Carlo (Médiane) confirment l'avantage du scénario S16 avec coût total actualisé 14% inférieur au scénario S3 et 28% inférieur au scénario S1 (Statu quo).

3.2- Réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);

Dans son Plan stratégique 2020-2024, Hydro-Québec mentionne qu'un de ses objectifs est de convertir ses réseaux autonomes en visant globalement un approvisionnement renouvelable à 70% à l'horizon 2025.[29]

Ainsi, selon le Distributeur, le *projet de conversion du réseau des IDLM à des énergies renouvelables représente par conséquent un jalon important pour l'atteinte des objectifs d'Hydro-Québec en matière de réduction des émissions de GES.*[30]

À cet effet, le Distributeur présente le tableau suivant qui montre les émissions directes de GES de chacun des scénarios en phase d'exploitation.[31]

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%

On peut constater que les scenarios S5, S7, S8, S9, S11, S12 ne permettent pas d'atteindre l'objectif d'atteindre 70% d'approvisionnement renouvelable.

Le Tableau suivant illustre les résultats des deux premiers critères.

[29] Plan stratégique d'Hydro-Québec 2020-2024, page 19
[30] B-0204, page 5
[31] B-0204, page 20

Tableau AQCIE-CIFQ 5 – Écart des GES par rapport au Statu quo

	Écart vs statu quo	
Scénarios	GES	Coût
S1 - Statu quo		0%
S2 - Raccordement (Percé)	-97%	6%
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	-95%	1%
S4 - Raccordement Nouvelle-Écosse	-86%	7%
S5 - Conversion GNL	-32%	-9%
S6 - Conversion GNL-R	-92%	-3%
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	-12%	-12%
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	-35%	-20%
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	-54%	-9%
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	-72%	1%
S11 - Solaire 10 MW + diesel	12%	-4%
S12 - Solaire 20 MW + diesel	9%	-3%
S13 - Biomasse (3 chaudières)	-100%	23%
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	-98%	11%
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	-94%	-12%
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	-95%	-16%
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	-94%	-12%

L'application des deux premiers critères permet de réduire le nombre de scénarios en éliminant ceux qui ne respectent pas l'un ou l'autre des critères. Ils sont identifiés en rouge dans le tableau.

Le scénario 10, peut également être éliminé : il montre une réduction de GES tout juste supérieure à 70%, et son coût est semblable au Statu quo.

Le scénario S3 est conservé : il permet une réduction importante des GES, et son coût total est semblable à celui du Statu quo. De plus, il s'agit du scénario privilégié par le Distributeur.
Le scénario 6 peut être conservé : il montre une réduction importante des GES et permet une réduction du coût d'approvisionnement 3%.

Les scénarios S15, S16 et S17 sont conservés : ils montrent une réduction importante des GES et permettent une réduction du coût d'approvisionnement de plus de 12%. En ne considérant que les deux premiers critères ce sont les scénarios les plus intéressants.

En réalité, le scénario S6 et les scénarios S15, S16 et S17 sont complémentaires. Il s'agit du scénario S6, auquel on ajoute de la production éolienne dans le cas des scénarios S15 et S16, et en plus de la production solaire pour le scénario S17. Ces combinaisons

permettent de diminuer davantage la quantité de GES tout en multipliant par quatre ou même cinq l'écart de coût avec le scénario de référence (statu quo) lorsqu'on compare cet écart avec celui du scénario 6, comme on peut le constater au tableau AQCIE-CIFQ - 2. Parmi les scénarios S15, S16 et S17, le scénario 16 est celui qui présente le plus grand écart de coût et de GES par rapport au statu quo.

Pour ces raisons l'AQCIE et le CIFQ retiennent les scénarios S3 et S16, ainsi que le scénario S1 (scénario Statu quo) qui sert de point de comparaison.

3.3- La fiabilité de l'approvisionnements

Concernant la fiabilité de l'approvisionnement, le Distributeur mentionne[32] :

Comme l'ensemble des scénarios analysés ont été dimensionnés de façon à respecter le critère de fiabilité, tel qu'expliqué à la section 0, la fiabilité de l'approvisionnement n'a pas été un facteur déterminant pour la conclusion de l'analyse.

Certains concepts présentent toutefois des risques opérationnels plus élevés comparativement au statu quo. Le Distributeur estime néanmoins que des solutions technologiques existantes et éprouvées, avec une conception appropriée permettraient d'atténuer ces risques opérationnels. Une appréciation qualitative de ces risques, sans gradation précise, a été réalisée en considérant les éléments suivants comme des facteurs rehaussant la complexité de réalisation de certains scénarios :

- *Jumelage éolien prévoyant l'opération à un seul moteur ou des arrêts complets de la centrale, ou jumelé à une centrale solaire (scénarios S-7, S-8, S-9, S-10, S-11, S-12, S-16 et S-17) ;*
- *Jumelage éolien (parc existant de la Dune-du-Nord) à une centrale à la biomasse en réseau autonome, considérant les limitations des taux de variation de production (scénarios S-13 et S-14) ;*
- *Alimentation via les provinces maritimes, considérant les limitations liées à un service non ferme (scénario S-4).*

Comme le mentionne le Distributeur, compte tenu que les scénarios analysés ont été dimensionnés de façon à respecter le critère de fiabilité, la fiabilité de l'approvisionnement n'est pas un facteur déterminant pour la conclusion de l'analyse.

Ainsi, le scénario S16 respecte le critère de la fiabilité de l'approvisionnement.

3.4- L'acceptabilité sociale et environnementale

Au tableau suivant présentant une comparaison des scénarios selon les quatre critères, le Distributeur attribue un pourcentage d'acceptabilité sociale à chacun des scénarios[33].

[32] B-204, page 22
[33] B-0204, page 26

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%	

Par ailleurs, le Distributeur mentionne que *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.*[34]

À la référence indiquée par le Distributeur, le gouvernement mentionne également : *Ce jugement peut être positif ou négatif et n'est jamais figé dans le temps.*

En réponse à la Régie de concilier les valeurs d'acceptabilité sociale montrées au Tableau ci-dessus avec l'affirmation que l'acceptabilité sociale ne se quantifie pas, le Distributeur mentionne :[35]

> *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*

[34] B-0204, page 8
[35] B-0248, page 20

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.

Ainsi, les valeurs montrées au Tableau 3 ne sont pas des pourcentages d'acceptabilité sociale, mais plutôt un niveau de favorabilité des options présentées dans le cadre d'un sondage téléphonique: *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.*

Il y a une différence entre être favorable à la réalisation d'un projet et accepter que celui-ci se réalise.

Par exemple, le Tableau 3 indique une acceptabilité sociale de 31% pour le scénario S6 concernant la conversion de la centrale actuelle au GNL-R. Comme indiqué à la citation ci-dessus, cette valeur est le résultat d'un sondage téléphonique où*, il ne s'agissait pas d'un vote pour lequel un choix net est effectué, mais plutôt d'une cueillette d'information.*

Selon l'AQCIE et le CIFQ, cela ne signifie pas que 69% des participants au sondage téléphonique estiment que cette option n'est pas acceptable.

L'AQCIE et le CIFQ considèrent qu'il est abusif considérer ces pourcentages comme le niveau d'acceptabilité de chacune des options.

3.5- Risques résiduels

Le Distributeur présente le tableau suivant qui indique les risques liés à l'acceptabilité sociale et environnementale, ainsi que les mesures d'atténuation qui permettent de réduire le risque résiduel.[36]

[36] B-0204, page 31

TABLEAU 5 :
RISQUES LIÉS À L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

	Risque	Mesures d'atténuation	Risque résiduel
	Raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie, avec centrale en moyen de GDP		
1	Inquiétude quant à la perte d'emplois et aux retombées économiques dans le milieu	Engagement de maintenir les emplois (82) ; formation d'un comité conjoint avec les acteurs du milieu favorisant les retombées économiques locales et le maintien des emplois	Faible
2	Dérangement local et de courte durée des baleines à statut particulier et de la tortue luth durant la phase d'installation des câbles sous-marins	Surveillance en continu des baleines à statut particulier et de la tortue luth à partir des bateaux pendant l'installation des câbles sous-marins	Faible
3	Pêche et faune benthique : dérangement local et de courte durée durant l'installation des câbles sous-marins	Aménagement d'habitats pour les espèces commerciales en collaboration avec les pêcheurs	Faible
4	Impact de l'érosion sur les câbles sous-marins	Forage dirigé pour la transition terre-mer	Faible
	Conversion de la centrale au GNL-R		
5	Consommation par l'entreprise d'une proportion non négligeable du GNL-R disponible au Québec, dans le contexte des besoins des industries pour la transition énergétique	Ajout de sources d'énergie renouvelable permettant la réduction partielle de l'utilisation du GNL-R	Modéré
6	Perception d'écoblanchiment (population, groupes environnementaux locaux et nationaux), en lien avec un scénario d'approvisionnement contractuel en GNL-R, alors que les approvisionnements physiques seraient essentiellement du GNL- conventionnel, dans un scénario d'approvisionnement via le réseau gazier	Un mécanisme certifié et transparent de traçabilité serait à mettre en place par le fournisseur (comme des CER pour l'électricité)	Élevé
7	Perception négative de la population quant à la poursuite d'émissions de contaminants atmosphériques et de bruit à proximité de la centrale	Mise en place de mesures afin de se conformer aux normes d'émissions atmosphériques et respecter les limites de bruit permises	Modéré
	Conversion de la centrale au GNL-R et ajout d'éoliennes[1]		
8	Impacts sur les milieux humides, les espèces floristiques et fauniques à statut particulier	Éviter le plus possible les zones sensibles et les habitats des espèces fauniques à statut. Au besoin, transplantation des espèces floristiques à statut et compenser les impacts sur les milieux humides	Modéré
9	Impact visuel	Installation des éoliennes loin des zones habitées et dans la zone industrielle identifiée par le milieu et limiter leur nombre	Modéré

Note 1 : Les risques 5 à 7 et les mesures d'atténuation afférentes s'appliquent aussi à ce scénario.

En réponse à une demande de la Communauté maritime des Îles-de-le-Madeleine, le Distributeur caractérise les niveaux de risque indiqués au Tableau 5 :[37]

B-258, pages 11 et 12

> *Pour l'analyse de l'acceptabilité sociale et environnementale, les différents degrés de risque résiduel peuvent se définir ainsi :*
>
> *• Risque faible : acceptabilité sociale forte, adhésion favorable pour une large partie de la population et impacts généralement mineurs avec peu d'impacts moyens ;*
>
> *• Risque modéré : acceptabilité sociale mitigée et impacts jugés mineurs et moyens ;*

[37] B-0258, page 11

• *Risque élevé : faible acceptabilité sociale et impacts jugés majeurs et moyens ;*

• *Risque catastrophique : le manque d'acceptabilité sociale met en péril le projet.*

Pour le scénario caractérisé par une conversion de la centrale au GNL-R et l'ajout d'éoliennes, le seul risque résiduel qualifié « Élevé » concerne une *Perception d'écoblanchiment (population, groupes environnementaux locaux et nationaux), en lien avec un scénario d'approvisionnement contractuel en GNLR, alors que les approvisionnements physiques seraient essentiellement du GNL- conventionnel, dans un scénario d'approvisionnement via le réseau gazier.*

Comme mesure de mitigation de ce risque, le Distributeur mentionne : *Un mécanisme certifié et transparent de traçabilité serait à mettre en place par le fournisseur (comme des CER pour l'électricité).*

De plus, en réponse une demande du RTIEÉ, le Distributeur précise que « *Le scénario de conversion au GNL-R est basé sur une proposition d'Énergir que le Distributeur a jugée réaliste*. [38]»

Considérant qu'un mécanisme certifié serait mis en place et que le scénario de conversion au GNL-R est basé sur une proposition d'Énergir, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que le risque ne devrait pas être qualifié de « Élevé ».

4- Conclusion

L'AQCIE et le CIFQ rappellent le paragraphe 52 de la décision procédurale de la Régie :

[52] Au terme de la phase 2 du présent dossier, la Régie déterminera si les informations dont dispose le Distributeur sont suffisantes pour justifier la Stratégie, incluant les enjeux cités au paragraphe précédent. Elle rappelle qu'elle doit disposer d'informations suffisantes relativement à la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux divers scénarios analysés à cette fin et à leurs coûts estimés respectifs, afin d'être en mesure de décider s'il y a lieu d'approuver ou non la Stratégie qu'il privilégie.[39]

Cette section résume les résultats de l'analyse de l'AQCIE et du CIFQ pour chacun des critères de sélection et formule nos recommandations.

La réduction des coûts d'approvisionnement

Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'analyse économique.

[38] B-0264, p. 31
[39] D-2022-043, page 16

Tableau AQCIE-CIFQ 6 : Résultats de l'analyse économique

	S1		S3		S16	
	Estimation	Médiane	Estimation	Médiane	Estimation	Médiane
Coût Total (M$2020)	**1953**	**2637**	**1965**	**2335**	**1633**	**2054**
Écart vs S16 (M$2020)	320	583	332	281		
Écart vs S16 (%)	20%	28%	20%	14%		

Selon l'analyse économique basée sur les hypothèses de base centrées (Estimation), le scénario S16 est celui qui présente le coût total actualisé le plus faible, soit 1633 M$

Le coût total du scénario S3 (Raccordement -Percé) est de 1965 M$ soit 332 M$ plus élevé que le coût du scénario S16, ou 20% de plus.

Le coût total du scénario S1 (Raccordement -Percé) est de 1953 M$ soit 320 M$ plus élevé que le coût du scénario S16, ou 20% de plus.

Réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);

Le tableau suivant présente les émissions de GES en phase exploitation pour les scénarios S1, S3, et S16

	GES annuels
Scénarios	t. éq. CO2
S1 - Statu quo	123 339
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	6 771
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	5 690

Le scénario S16 présente les émissions de GES les plus faibles, soit une réduction de plus de 95% par rapport au scénario S1.

Le scénario S3 présente une réduction pratiquement équivalente à celle scénario de S16.

La fiabilité de l'approvisionnement

L'ensemble des scénarios ont été dimensionnés de façon à respecter le critère de fiabilité. La fiabilité de l'approvisionnement n'a pas été un facteur déterminant pour la conclusion de l'analyse.

L’acceptabilité sociale et environnementale.

Les risques liés à l’acceptabilité sociale et environnementale sont considérés comme faibles pour le scénario S3 et modérés pour le scénario S16.

*****

La comparaison entre les scénarios S3 et S16 se résume donc à une différence de 320 M$ (ou 20%) en faveur du scénario S16 et à un risque lié à l’acceptabilité sociale et environnementale évaluée globalement comme étant un « risque modéré » pour le scénario S16 et un « risque faible » pour le scénario S3.

En se basant sur les résultats des critères d’évaluation, l’AQCIE et le CIFQ considèrent que les informations disponibles ne permettent pas de retenir *la stratégie d’approvisionnement envisagée par le Distributeur*, soit le raccordement au réseau intégré à partir de Percé. Il ne s’agit pas du scénario optimal en fonction des quatre critères appliqués. En effet les scénarios impliquant une combinaison de GNL-R et d’éolien présentent des diminutions de GES équivalentes et des économies de coûts beaucoup plus substantiels que le scénario de raccordement sous-marin avec centrale GDP proposé par le Distributeur.

Par conséquent, l’AQCIE et le CIFQ recommande à la Régie de ne pas approuver le scénario #3 proposé par le Distributeur dans le cadre de la Stratégie de conversion du réseau IDLM qu’il a soumise.