

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029
D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
(LE « DISTRIBUTEUR »)**

DOSSIER : R-4110-2019, PHASE 2

**MÉMOIRE DE
L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE
(« AQPER »)**



Montréal, le 6 juin 2022

TABLE DES MATIÈRES

1.	<u>L'AQPER</u>	1
2.	<u>INTRODUCTION</u>	1
2.1	HISTORIQUE PROCÉDURAL EN LIEN AVEC L'INTERVENTION DE L'AQPER ET ENCADREMENT RÉGLEMENTAIRE DE LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR	2
2.1.1	HISTORIQUE PROCÉDURAL EN LIEN AVEC L'INTERVENTION DE L'AQPER	2
2.1.2	ENCADREMENT RÉGLEMENTAIRE	5
2.1.3	CRITÈRES DE SÉLECTION DES PROJETS DE CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES	6
2.2	PRÉOCCUPATIONS DE L'AQPER	7
3.	<u>ÉVALUATION DES SCÉNARIOS (S-1 À S-17)</u>	10
3.1	SCÉNARIOS S-2, S-3 ET S-4 : RACCORDEMENT AU MOYEN DE CÂBLES SOUS-MARINS	10
3.1.1	CRITIQUES ET DESCRIPTION DES RISQUES	11
3.2	SCÉNARIOS S-5 ET S-6 : CONVERSION DE LA CENTRALE AU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)	14
3.2.1	CRITIQUES ET DESCRIPTION DES RISQUES	15
3.3	SCÉNARIOS S-7, S-8, S-9 ET S-10 : JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL AVEC STOCKAGE	16
3.3.1	CRITIQUE ET DESCRIPTION DES RISQUES DES SCÉNARIOS S-7 À S-10	17
3.4	SCÉNARIOS S-11 ET S-12 : JUMELAGE SOLAIRE-DIESEL AVEC STOCKAGE	17
3.4.1	CRITIQUE ET DESCRIPTION DES RISQUES DES SCÉNARIOS S-11 ET S-12	18
3.5	SCÉNARIOS S-13 ET S-14 : NOUVELLE CENTRALE À LA BIOMASSE	18
3.5.1	CRITIQUE ET DESCRIPTION DES RISQUES DES SCÉNARIOS S-13 ET S-14	18
3.6	SCÉNARIOS S-15, S-16 ET S-17 : COMBINAISONS DE FILIÈRES	19
3.6.1	CRITIQUE ET DESCRIPTION DES RISQUES DES SCÉNARIOS S-15 À S-17	19
4.	<u>RECOMMANDATIONS</u>	20
5.	<u>CONCLUSION</u>	21

1. L'AQPER

Active au Québec depuis bientôt trente ans, l'AQPER regroupe les principaux intervenants du secteur des énergies renouvelables au Québec, tant au niveau des producteurs que des équipementiers et entreprises de biens et services, lesquels contribuent à dynamiser l'industrie québécoise des énergies renouvelables.

L'AQPER a pour mission d'accroître la production des énergies renouvelables de sources indépendantes et d'en maximiser la valorisation dans le portefeuille énergétique québécois. Les actions de l'AQPER sont fondées sur le respect des principes du développement durable et favorisent le développement économique tant des régions que des grands centres du Québec.

Dans le cadre du présent dossier, l'AQPER représente les intérêts de l'ensemble de ses membres producteurs d'énergies renouvelables, à savoir vingt producteurs privés d'électricité établis au Québec. Conjointement, les membres producteurs représentés au présent dossier par l'AQPER gèrent une puissance installée au Québec de plus de 3 874 mégawatts (« **MW** »). L'AQPER représente ainsi la majorité de la production indépendante en énergie renouvelable répondant aux besoins du Québec, incluant l'énergie éolienne, la petite hydraulique, les biocarburants, la biomasse, ainsi que le gaz naturel renouvelable (« **GNR** »). De plus, plusieurs membres de l'AQPER sont actifs dans les secteurs de l'énergie solaire, des batteries ainsi que dans le secteur de l'hydrogène vert.

L'AQPER représente également dans le cadre du présent dossier les intérêts de plusieurs équipementiers membres de son association.

Soulignons au surplus que plusieurs membres de l'AQPER ont par le passé participé à des appels d'offres et d'octroi de contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux lancés par le Distributeur et que ces derniers pourraient être appelés à nouveau à participer à de futurs appels d'offres du Distributeur, d'où l'intérêt de l'AQPER dans le cadre de la présente phase du plan d'approvisionnement 2020-2029. Finalement, plusieurs membres de l'AQPER ont une bonne connaissance de la situation qui prévaut aux Îles-de-la-Madeleine (les « **IDLM** »).

2. INTRODUCTION

L'AQPER est d'avis que les différentes technologies de production, de gestion et d'entreposage d'énergies renouvelables disponibles au Québec peuvent répondre de manière fiable aux besoins des IDLM à un prix moindre que la solution de raccordement par câbles sous-marins proposée par le Distributeur qui, si elle était réalisée deviendrait, selon ce qu'en comprend l'AQPER, le plus long câble de transmission électrique sous-marin en Amérique du Nord.

De plus, l'AQPER est d'avis qu'une solution d'un mix énergétique déployée graduellement créera beaucoup plus d'emplois de qualité et diversifiés que la solution de raccordement proposée par le Distributeur. Ce bénéfice non-négligeable doit être considéré par la Régie considérant la problématique bien réelle aux IDLM en matière de rétention et de création d'emplois. De plus, une telle solution innovatrice serait une opportunité unique pour démontrer le savoir-faire des entreprises québécoises œuvrant dans des secteurs énergétiques variés.

Pour les motifs exposés plus amplement dans le présent mémoire, l'AQPER recommande à la Régie de rejeter la stratégie d'approvisionnement du Distributeur basée sur un scénario de raccordement des IDLM par câbles sous-marins via le réseau intégré de la Gaspésie, puisque trop risquée et trop chère.

L'AQPER propose une solution alternative faisant appel à mix énergétique qui pourrait être similaire aux scénarios 15 à 17 étudiés par le Distributeur. Afin d'identifier le scénario de mix énergétique le plus approprié, l'AQPER recommande à la Régie l'une ou l'autre des deux solutions suivantes :

- Solution 1 : mettre en place une stratégie de déploiement progressive de différentes technologies d'énergies renouvelables par le truchement d'appels d'offres séquentiels et/ou de programmes d'achat dédiés; ou
- Solution 2 : procéder à un appel d'offres global pour la décarbonation des IDLM selon des critères définis par le Distributeur et la population des IDLM. Ainsi, la meilleure solution au moindre coût pourra être sélectionnée.

2.1 HISTORIQUE PROCÉDURAL EN LIEN AVEC L'INTERVENTION DE L'AQPER ET ENCADREMENT RÉGLEMENTAIRE DE LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

2.1.1 Historique procédural en lien avec l'intervention de l'AQPER

Suite au dépôt par le Distributeur en novembre 2019 du plan d'approvisionnement 2020-2029, l'AQPER a constaté que le Distributeur avait l'intention de procéder au raccordement des IDLM par des câbles sous-marins via le réseau intégré de la Gaspésie. Ces câbles sous-marins feraient partie du réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie (le « **Transporteur** »)¹. Afin de clarifier la position du Distributeur, l'AQPER a soumis une première demande de renseignements au Distributeur². Par la suite, suivant le dépôt par le Distributeur du *Complément de preuve n° 2 – Îles-de-la-Madeleine* (pièce B-0076, phase 1), l'AQPER a demandé à la Régie l'autorisation de poser des questions additionnelles au Distributeur en lien avec la pièce B-0076 uniquement et a déposé au soutien de sa demande une seconde demande de renseignements³. Le Distributeur a refusé de répondre à cette seconde demande de renseignements et, suivant les commentaires de l'AQPER, la Régie a ordonné au Distributeur d'y répondre en ces termes :

« [17] La Régie est d'avis que les questions additionnelles proposées par l'AQPER et le RNCREQ relativement au Projet de raccordement sont pertinentes, en particulier en ce qui a trait à l'application, à ce réseau autonome, des critères de sélection des projets de conversion des réseaux autonomes à des énergies renouvelables que le Distributeur rappelle dans son second complément de preuve relatif à ce réseau.

¹ Dossier R-4167-2021, pièce B-0021, page 30, Annexe 2 (Investissements par catégorie à l'horizon 2031 (M\$)) http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/595/DocPrj/R-4167-2021-B-0021-Demande-Autre-2021_07_30.pdf.

² Pièce [C-AQPER-0007](#) (phase 1), pages 28 à 30.

³ Pièce [C-AQPER-0012](#) (phase 1).

[18] Ces questions visent à obtenir du Distributeur des précisions relatives aux solutions alternatives au Projet de raccordement qu'il a considérées, aux consultations et aux échanges auxquels il a procédé auprès de la communauté des Îles-de-la-Madeleine ainsi qu'aux coûts estimés du Projet de raccordement et de la solution alternative du statu quo qu'il a présentés. La Régie ne retient pas l'objection du Distributeur voulant que certaines des questions de l'AQPER ne portent pas spécifiquement sur son complément de preuve ou constituent des demandes en suivi de la première DDR de cette intervenante.

[19] La Régie ne retient pas non plus l'argument du Distributeur voulant que certaines des questions de l'AQPER présentent un niveau de détail trop élevé pour un plan d'approvisionnement et que les informations qu'il a fournies jusqu'à maintenant soient suffisantes pour l'examen du Plan, au motif allégué que cet examen ne constitue pas l'analyse d'une demande d'autorisation du Projet de raccordement au réseau intégré.

[20] Dans sa décision D-2020-070, la Régie rappelle l'importance de l'examen du Plan, en vertu de l'article 72 de la Loi, dans l'exercice de sa compétence exclusive pour surveiller les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif. Elle souligne qu'il est essentiel qu'elle dispose d'informations suffisantes relativement à la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux diverses mesures analysées 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 le Plan qu'il propose. Enfin, elle rappelle que l'examen de la stratégie du Distributeur relative au Projet de raccordement au réseau intégré ainsi que des options alternatives d'approvisionnement des Îles-de-la-Madeleine doit se faire dans le cadre du présent dossier.

[21] S'il est exact que l'examen d'un plan d'approvisionnement du Distributeur n'implique pas l'analyse de chaque projet envisagé avec le même niveau de détails que celui auquel la Régie procède dans le cadre de l'examen d'une demande d'autorisation d'un projet spécifique, il n'en demeure pas moins que la description des caractéristiques des divers scénarios d'approvisionnement envisagés par le Distributeur, ainsi que des risques qui y sont associés, doit être suffisamment précise et significative pour que la Régie puisse, dans le cadre de l'exercice de sa compétence exclusive précitée, former un jugement éclairé sur le plan soumis par le Distributeur.

[22] Or, le Projet de raccordement comporte un coût estimé important, avec une plage d'incertitude significative, pour les motifs exposés par le Distributeur. Il importe donc que la Régie dispose d'informations les plus précises possible à l'égard de ce scénario et des alternatives considérées, avant de se prononcer. À cet égard, la Régie juge qu'il est important de rappeler que c'est dans le cadre de l'examen du Plan, en vertu de l'article 72 de la Loi, qu'elle examine les solutions d'approvisionnement envisagées par le Distributeur et qu'elle se prononce à ce sujet. En particulier, en ce qui a trait aux réseaux autonomes, elle examine le plan relatif à chacun de ces réseaux en fonction des orientations relatives à leur conversion à des énergies renouvelables qu'elle a approuvées par sa décision D-2017-140. Ce processus se distingue de celui applicable lorsqu'elle est appelée à se prononcer, en vertu de l'article 73 de la Loi, sur une

demande d'autorisation d'un projet du Transporteur visant à répondre à une demande de raccordement à son réseau par le Distributeur ou un autre client du Transporteur.

[23] En conséquence, la Régie accueille les demandes d'autorisation de l'AQPER et du RNCREQ. Elle ordonne au Distributeur de répondre à leur DDR n° 2 respective dans le délai fixé à la section 3 de la présente décision. »⁴

(Nos soulignés et références omises)

Par la suite, dans une correspondance adressée à la Régie en date du 14 juillet 2020⁵, le Distributeur a demandé à la Régie que soit suspendue l'analyse de sa stratégie de conversion pour les IDLM et de reprendre l'examen de ce sujet lorsqu'il aura terminé ses analyses complémentaires. Dans sa correspondance du 17 juillet 2020⁶, la Régie a accueilli la demande de suspension du Distributeur et a ultérieurement reporté à une seconde phase du présent dossier l'examen de la stratégie de transition énergétique du Distributeur pour les IDLM.

Cependant, dans cette même correspondance, la Régie a demandé au Distributeur de déposer, au plus tard le 3 septembre 2020, à midi, un document explicatif des analyses et des démarches qu'il effectuera pour être en mesure de présenter en temps utile à la Régie sa stratégie de transition énergétique pour les IDLM. La Régie a notamment demandé au Distributeur de préciser les éléments suivants :

- les analyses et les démarches nécessaires à l'évaluation du scénario de raccordement par câbles des IDLM au réseau principal et les scénarios alternatifs d'approvisionnement des IDLM qu'il examinera;
- les analyses et les démarches qu'il effectuera à cette fin, y incluant, le cas échéant, le recours à un appel de propositions, ainsi que la justification de ses choix;
- les mesures relatives à la consultation de la communauté des IDLM qu'il compte intégrer à ses démarches; et
- les étapes et l'échéancier de réalisation de ces analyses et démarches.

Le 5 novembre 2021, dans le cadre de la présente phase 2, le Distributeur a déposé un complément de preuve concernant le raccordement des IDLM⁷. Malgré une hausse de plus de 84 % des coûts de raccordement depuis 2018 (1 113 M\$⁸ versus 606 M\$⁹), le Distributeur est d'avis que la solution privilégiée pour la source d'alimentation principale des IDLM demeure le raccordement par câbles sous-marins via le réseau intégré de la Gaspésie.

⁴ [D-2020-084](#), par. 17 à 23.

⁵ [B-0088](#) (phase 1).

⁶ [A-0023](#) (phase 1).

⁷ Pièce [B-0204](#).

⁸ Voir note de bas de page numéro 1.

⁹ Pièce B-0076, page 5, Tableau 1.

2.1.2 Encadrement réglementaire

Selon le cadre réglementaire en vigueur, la Régie a juridiction pour approuver la stratégie d'approvisionnement du Distributeur, incluant celle des réseaux autonomes.

L'examen de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur relative au projet de raccordement des IDLM au réseau intégré, ainsi que les options alternatives d'approvisionnement, doivent se faire en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹⁰ (la « **LRÉ** »).

En effet, dans sa décision D-2020-070, la Régie rappelle l'importance de l'examen du plan d'approvisionnement du Distributeur en vertu de l'article 72 de la LRÉ, qui se situe en amont, dans le « continuum » des responsabilités et des pouvoirs qu'elle exerce dans le cadre de sa compétence exclusive pour surveiller, notamment, les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et qu'ils paient selon un juste tarif (art. 31, al. 1, par. 2^o et 2.1^o de la LRÉ)¹¹.

Aux fins d'un tel examen, la Régie souligne qu'il est essentiel qu'elle dispose d'informations suffisantes relativement à la stratégie d'approvisionnement envisagée par le Distributeur, aux diverses mesures analysées 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 le plan d'approvisionnement du Distributeur¹².

Bref, la Régie doit être satisfaite, sur la base de la preuve soumise par le Distributeur, qu'elle est en mesure de former un jugement éclairé sur le plan d'approvisionnement soumis par le Distributeur.

Pour les raisons plus amplement exposées dans le présent mémoire, l'AQPER doute que la Régie dispose d'informations suffisamment précises pour former un jugement éclairé quant à la stratégie d'approvisionnement et de conversion des IDLM.

Tel qu'il appert de la preuve déposée par le Distributeur, la stratégie d'approvisionnement et de conversion pour les IDLM consiste à convertir le réseau autonome des IDLM en ayant recours aux énergies renouvelables. Dans son complément de preuve datant d'octobre 2021, le Distributeur a évalué 17 scénarios, incluant trois scénarios de raccordement par câbles sous-marins. Ainsi, la Régie doit décider si la stratégie d'approvisionnement des IDLM passera par un raccordement au réseau principal par câbles sous-marins ou par la mise en place de moyens de production faisant appel à des sources d'énergies renouvelables aux IDLM (*in situ*).

Nous comprenons que les scénarios de raccordement par câbles sous-marins impliquent ultimement le dépôt à la Régie d'une demande d'autorisation du Transporteur pour un investissement au réseau de transport (en vertu de l'article 73 de la LRÉ). En effet, les options de raccordement par câbles impliquent l'ajout d'infrastructures au réseau du Transporteur. Compte tenu de l'encadrement réglementaire des dossiers d'investissement du Transporteur, celui-ci devra produire une analyse économique comparative entre le projet de raccordement proposé par câbles et d'autres options de transport.

¹⁰ RLRQ, c. R-6.01.

¹¹ [D-2020-070](#), par. 53.

¹² *Ibid.*, par. 54.

Ainsi, si la Régie approuve la stratégie d'approvisionnement des IDLM du Distributeur, laquelle implique le raccordement par câbles au réseau principal via la Gaspésie, et ce, sur la base d'une preuve qui soulève des risques significatifs d'un point de vue économique, il y a un risque que le coût d'un tel projet soit au final beaucoup plus élevé. Si ce risque devait se matérialiser, la Régie serait contrainte à comparer la solution de raccordement proposée par le Distributeur avec d'autres solutions de transport et elle ne pourrait se pencher sur des solutions de production *in situ*. Par conséquent, de l'avis de l'AQPER, considérant le coût estimé très important que représente la solution retenue par le Distributeur, la Régie doit avant d'approuver une telle stratégie être satisfaite que cette solution ne représente pas un risque important de dépassements de coûts. Dans le cas contraire, la Régie devrait refuser cette stratégie.

À cet égard, il convient de mentionner que, selon une affirmation d'un représentant d'Hydro-Québec datant du 7 septembre 2021, l'estimation la plus précise du coût du projet de raccordement par câbles ne sera pas connue avant 2023 :

« Les coûts exacts et le calendrier des opérations seront connus au premier trimestre de 2023 », affirme Éric Fillion. »¹³

D'ailleurs et tel que nous le verrons plus amplement dans la section 3.1 du présent mémoire, l'AQPER est d'avis, sur la base de projets récents de câbles sous-marins en Amérique du Nord, qu'il est fort probable que le coût estimé de 1 069 M\$ pour le projet de raccordement proposé par le Distributeur soit sous-estimé, et ce, sans compter la poussée inflationniste actuelle.

De l'avis de l'AQPER, la mise en place d'un mix énergétique provenant de différentes technologies d'énergies renouvelables aux IDLM comporte généralement moins de risque, puisque cette option alternative est répartie sur plusieurs filières à moindres coûts. Cette solution apporte également son lot de retombées positives pour la communauté des IDLM.

2.1.3 Critères de sélection des projets de conversion des réseaux autonomes aux énergies renouvelables

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'énergies renouvelables. Selon ce plan d'action, les projets de conversion aux énergies renouvelables des réseaux autonomes doivent répondre aux orientations suivantes :

- techniquement réalisables;
- économiquement rentables;
- acceptables d'un point de vue environnemental; et
- accueillis favorablement par la communauté¹⁴.

¹³ < <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1822196/annonce-hydro-quebec-cables-sous-marins-hydro-iles-madeleine-transition-energetique> > (site Web consulté le 6 juin 2022).

¹⁴ [D-2017-140](#), par. 305 et 306.

Dans sa preuve, le Distributeur rappelle ces orientations, tout en les reformulant comme suit :

- réduction de GES;
- fiabilité de l’approvisionnement;
- acceptabilité sociale; et
- réduction de coûts.

Nous comprenons de la preuve au dossier que les 17 scénarios évalués par le Distributeur ont été conçus pour respecter le critère de fiabilité de l’approvisionnement. Ainsi, la distinction entre les différents scénarios doit se faire en fonction des trois autres critères.

2.2 PRÉOCCUPATIONS DE L’AQPER

Dans un premier temps, contrairement à la solution de raccordement proposée par le Distributeur, qui implique un investissement important avant sa mise en opération, et ce, à un coût encore bien incertain avant même de tenir compte de la forte inflation actuelle, l’option de mix énergétique proposée par l’AQPER est basée sur l’utilisation de technologies éprouvées comportant une moins grande incertitude par rapport à leurs coûts.

Aussi, la solution de mix énergétique peut être mise en place de manière graduelle, ce qui permet une plus grande adaptivité à l’évolution de la demande aux IDLM tout en réduisant les émissions de GES. De plus, cette approche permet de développer des technologies existantes éprouvées ainsi que la mise en place de technologies émergentes au cours des prochaines années.

Dans un second temps, l’AQPER est grandement préoccupée par le processus utilisé par le Distributeur pour évaluer le respect ou non du critère d’acceptabilité social eu égard à la solution de raccordement proposée par ce dernier. Premièrement, tel que le mentionne le Distributeur, l’AQPER souligne que les résultats du sondage en ligne se sont avérés non représentatifs de la communauté des IDLM¹⁵.

Concernant le sondage téléphonique, l’AQPER s’interroge sur la partialité du message véhiculé par le Distributeur en amont du sondage téléphonique. En effet, dans la mesure où le Distributeur favorise l’une des options sondées, les éléments d’informations transmis publiquement favorisent donc l’option de raccordement proposée par le Distributeur. À titre d’exemple, voici une page Web décrivant les différentes options énergétiques pour la décarbonation des IDLM présentée par le Distributeur en octobre 2020 dans son processus de consultation avec le milieu (< <https://conversation.hydroquebec.com/projet-idlm/widgets/66108/videos/5767>>). En prenant connaissance des capsules vidéo, on note, entre autres choses, que le Distributeur a présenté uniquement un scénario avec du gaz naturel liquéfié (« **GNL** ») provenant de ressources fossiles en soulignant l’impact négatif sur les émissions de gaz à effet de serre. Or, les scénarios évalués par le Distributeur dans son analyse comparative considèrent uniquement le GNL provenant de ressources renouvelables, soit le **GNL-R**. Ce produit, connu pour ses faibles émissions, voir sa carbonéativité selon les approvisionnements utilisés, ne semble pas avoir été convenablement

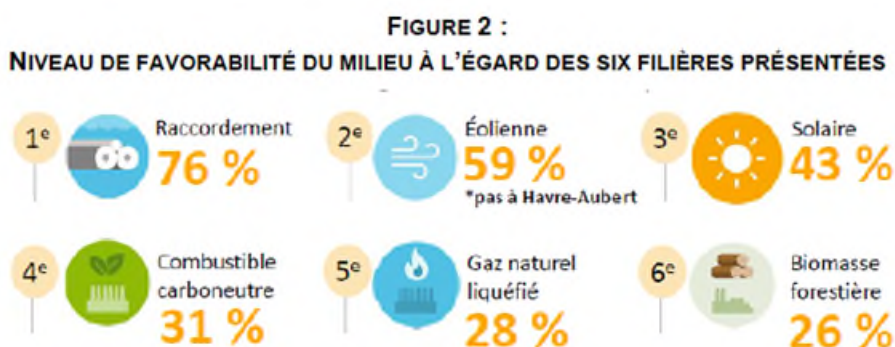
¹⁵ Pièce [B-0204](#), page 21, note de bas de page 17.

évalué¹⁶. Conséquemment, l'AQPER se questionne sur la pertinence d'utiliser les résultats du sondage téléphonique pour attribuer une mesure d'approbation sociale pour le GNL-R.

Également, le maire des IDLM, Monsieur Jonathan Lapierre, dans un reportage relativement récent à Radio-Canada en date du 16 novembre 2021, s'est montré en faveur d'une option optant pour un bouquet énergétique afin de répondre aux besoins de décarbonation de sa municipalité, et ce, tout en garantissant des emplois à long terme, ce qui n'est pas assuré par l'option de raccordement proposée par le Distributeur¹⁷. Pour le Maire des IDML, il s'agit « d'un rendez-vous manqué ».

Dans ces circonstances, peut-être aurait-il été souhaitable ou pertinent de réaliser un second sondage indépendant afin de valider les résultats obtenus par la firme Ad hoc Recherche ou d'obtenir une expertise sur la valeur probante des résultats obtenus. Toutefois, considérant la décision procédurale D-2022-043 et le budget alloué, l'AQPER n'a pu aller dans cette direction.

Considérant ce qui précède, l'AQPER invite la Régie à interpréter avec une grande prudence les résultats du sondage en ligne et téléphonique représenté par la figure 2 de la pièce B-0204 reproduite ci-dessous. En effet, l'AQPER est loin d'être convaincue que ce sondage reflète adéquatement la réalité aux IDLM :



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

Ceci dit, bien que l'AQPER doute qu'une solution alternative de mix énergétique ne satisferait pas le critère d'acceptabilité sociale aux IDLM, l'AQPER tient à souligner qu'il existe des exemples ou Hydro-Québec a proposé des projets d'investissement qui ne rencontraient pas tout-à-fait ce critère. À titre d'exemple, la Régie a approuvé le projet de ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur¹⁸, et ce, malgré une importante contestation du milieu local. La Régie s'exprimait ainsi dans la décision qui a approuvé le projet d'investissement en transport :

« [99] La Régie constate qu'aucun intervenant ne conteste la nécessité de la réalisation d'un projet pour répondre à la croissance de la demande dans les

¹⁶<

https://www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Dev%20durable/Fiche%20synthese_ACV_Energir_Versionsiteweb.pdf?la=fr > (site Web consulté le 6 juin 2022)

¹⁷ Voir la vidéo suivante : < <https://www.youtube.com/watch?v=-HQxPRZBCDg> > (notamment à partir de la minute 4 :06).

¹⁸ Dossier R-3960-2016.

Laurentides en éliminant les dépassements de capacité des lignes à 120 kV et à 315 kV. Elle note également les efforts du Transporteur pour favoriser l'acceptabilité du Projet.

[100] Enfin, la Régie constate qu'il existe toujours une contestation importante du tracé proposé de la nouvelle ligne, tel qu'énoncé par la Municipalité de Saint-Adolphe-d'Howard et la MRC des Pays-d'en-Haut dans leur demande d'intervention : « *La Municipalité a adopté plusieurs résolutions, dont la plus récente en novembre 2015, affirmant que l'ouverture d'une emprise aura des impacts majeurs sur le territoire, que la Solution 1 n'obtient pas l'acceptabilité sociale [...]* » .

[...]

[117] Compte tenu des résultats des analyses économiques de la Municipalité de Saint-Adolphe-d'Howard et la MRC des Pays-d'en-Haut et du Transporteur de même que leurs analyses techniques, la Régie considère que la solution 1 est plus avantageuse et retient à cet égard les arguments suivants du Transporteur : [...]

[...]

[120] Par conséquent, la Régie est d'avis que le Projet correspond à la solution de moindre impact économique et à la solution la plus avantageuse du point de vue technique. Il permet également de répondre aux besoins de croissance de la clientèle de la région des Laurentides dans une perspective de long terme de façon fiable et évolutive. »¹⁹

(Nos soulignés)

Il ressort de cet extrait de la décision D-2016-130 que la Régie a accepté le projet du Transporteur, et ce, malgré une acceptabilité sociale mitigée, puisque ce projet était, d'un point de vue économique et technique, plus avantageux que les autres solutions présentées par le Transporteur ou les solutions alternatives présentées par les intervenants. Cela dit, dans le cas des IDLM, tel que mentionné par le Maire des IDLM (voir l'extrait ci-dessus – note en bas de page 17), il semble y avoir une bonne acceptabilité sociale pour l'option d'un mix énergétique. Qui plus est, l'AQPER est d'avis que la solution d'un mix énergétique est la meilleure solution tant d'un point de vue économique que technique. Cette solution apporte également son lot d'avantages pour la communauté des IDLM, notamment le maintien et la création d'emplois de qualité et diversifiés, ce qui contribuerait à prévenir l'exode de la population des IDLM. Cette solution est également synonyme d'une résilience accrue en cas de bris, puisque les besoins énergétiques des IDLM seraient satisfaits par l'entremise d'une diversité de sources d'approvisionnements et de moyens locaux de production et de contrôle.

¹⁹ [D-2016-130](#), par. 99, 100, 117 et 120.

De l'avis de l'AQPER, l'option de raccordement des IDLM par câbles sous-marins via le réseau intégré de la Gaspésie limite le potentiel d'innovations et de développement technologique concernant l'alimentation électrique en réseau autonome, la décarbonation des IDLM est une opportunité unique de démontrer le plein potentiel des différentes technologies existantes et en développement liées à la production et à la gestion des énergies renouvelables. D'ailleurs, la mise en place d'une solution innovante basée sur un mix énergétique aux IDLM serait un atout pour le développement économique du Québec, puisque ce modèle pourrait être répété ailleurs au Québec et à l'étranger.

De plus, les membres de l'AQPER ont les compétences et l'expérience pour relever ce défi, et ce, à un coût moindre que l'option de raccordement proposée par le Distributeur.

De l'avis de l'AQPER, puisque tous les scénarios étudiés par le Distributeur répondent aux critères de fiabilité et de réduction des GES, les scénarios de mix énergétique qui sont réalisables à moindres coûts et qui comportent moins de risques devraient être favorisés par rapport au scénario de raccordement privilégié par le Distributeur.

3. ÉVALUATION DES SCÉNARIOS (S-1 À S-17)

Le scénario 1 est le scénario du *statu quo*, incluant le maintien du Programme d'utilisation efficace de l'énergie (le « PUEÉ »). Nous comprenons de la preuve que les 16 autres scénarios étudiés par le Distributeur impliquent la fin du programme (PUEÉ).

3.1 SCÉNARIOS S-2, S-3 ET S-4 : RACCORDEMENT AU MOYEN DE CÂBLES SOUS-MARINS

Le Distributeur a analysé trois (3) scénarios de raccordement :

Scénario 2 :

- Deux câbles sous-marins, d'une capacité de 80 MW, d'environ 225 km à courant continu avec une portion souterraine jusqu'au poste de Cap-aux-Meules et jusqu'au poste de Percé, avec mise en service projetée en 2027, selon l'échéancier révisé du projet;
- L'ajout de postes convertisseurs aux deux extrémités, pour convertir le courant alternatif en courant continu au poste de Percé, et convertir le courant continu en courant alternatif au poste de Cap-aux-Meules; et
- Le maintien de la centrale actuelle en réserve, convertie au diesel léger, afin d'assurer le maintien de la fiabilité d'alimentation.

Scénario 3 :

- Identique au scénario 2, à l'exception que la centrale est utilisée comme ressource en puissance (GDP) pendant 100 heures.

Scénario 4 :

- Un câble sous-marin (3-Phases) de 115 km à courant alternatif entre les postes de Cap-aux-Meules et le poste de Chéticamp en Nouvelle-Écosse avec une mise en service en 2030;
- Renforcement du réseau de la Nouvelle-Écosse, incluant l'ajout d'une nouvelle ligne aérienne;
- Frais de transport entre le Québec et la Nouvelle-Écosse;
- Maintien de la centrale actuelle en réserve, convertie au diesel léger qui fonctionnerait 4 % des heures de l'année et 150 heures d'utilisation pour une offre GDP; et
- Ajout d'un groupe diesel à la centrale existante.

3.1.1 Critiques et description des risques

Dans cette section, nous allons commenter la solution de raccordement proposée par le Distributeur (S-2).

Tout d'abord, il est important de rappeler que les coûts détaillés de raccordement de la solution entre Percé et les IDLM ne seront connus qu'au premier trimestre de 2023, soit bien après la fin du délibéré de la formation dans le présent dossier. Avec une estimation préliminaire de 1 069 M\$, l'AQPER estime que les risques d'une hausse de coûts sont importants.

À titre informatif, nous avons répertorié quelques exemples de câbles sous-marins en Amérique du Nord. Le Tableau 1 ci-dessous résume notre analyse :

Tableau 1 : Projets nord-américains de câbles sous-marins à courant continu

Nom du projet	Description	Année de mis en service	Longueur (km)	Capacité (MW)	Prix (M\$CDN)	Prix unitaire (M\$/km)
Maritime Link	Deux câbles sous-marins à courant continu (200kV) et 350 km de ligne aérienne* entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse	2017	170	500	1760	7,76
Trans Bay Cable	Ligne sous-marine à courant continu dans la baie de San Francisco	2009	84,8	400	640	7,55
Neptune Cable	Ligne sous-marine à courant continu entre le New Jersey et Long Island	2007	104	660	760	7,31
Raccordement des IDLM (S-2)		2027	225	80	1069	4,75
* Estimation de 1,27 M \$CDN/km pour la ligne aérienne						

Après une revue de la littérature, nous constatons qu'il n'y a pas beaucoup de câbles sous-marins en courant continu en Amérique du Nord comparables au projet de raccordement proposé par le Distributeur. **D'ailleurs, le projet de raccordement, s'il est réalisé, deviendrait selon ce qu'en comprend l'AQPER, le plus long câble de transmission électrique sous-marin en Amérique du Nord.**

Le Tableau 1 ci-dessus permet également de constater que les trois projets existants ont un coût unitaire moyen de 7,54 M\$/km, soit 1,6 fois plus élevé que le projet de raccordement des IDLM. À titre d'exemple, s'il s'avérait que le coût réel du projet de raccordement proposé par le Distributeur était similaire aux projets mentionnés dans le Tableau 1, alors le coût du projet de raccordement proposé par le Distributeur pourrait s'élever à plus de 1,6 milliard de dollars. Cette estimation est conservatrice puisqu'elle ne tient pas compte de l'impact de la poussée inflationniste qui affecte l'ensemble des secteurs de l'économie actuellement. De plus, l'AQPER comprend qu'il y a des coûts fixes liés à la construction d'un câble sous-marin (tranché, enrochement, forage, etc.) et que ces coûts ne diffèrent pas significativement en fonction de la capacité du câble.

Des trois projets mentionnés dans le Tableau 1, le projet Atlantic Link est le meilleur comparable pour estimer la valeur d'un câble à courant continu dans le golfe du Saint-Laurent. De plus, ce projet est relativement récent. Initialement estimé à 1,5 milliard de dollars, le projet a subi une hausse de coûts de 17 % en cours de réalisation. Fait à noter, le câble du projet Atlantic Link n'était pas enseveli au moment de sa mise en service. Toutefois, en 2019, les promoteurs ont dû ensevelir une portion du câble dû aux nouvelles activités de pêche dans le secteur. L'expérience liée à ce récent projet est fort pertinente pour évaluer les risques associés à un tel projet. L'AQPER est d'avis que la Régie se doit de considérer le risque potentiel lié à un projet d'une telle envergure.

Une autre caractéristique importante de ce scénario est qu'il requiert un niveau d'investissement important dès le départ. Contrairement à la solution d'un mix énergétique, il ne peut être mis en service de manière graduelle tel que mentionné précédemment.

De plus, le scénario de raccordement proposé par le Distributeur n'est pas cohérent avec les justifications derrière le projet de parc éolien de la Dune-du-Nord. En effet, une des justifications du projet éolien de la Dune-du-Nord était sa contribution à réduire la consommation de combustibles fossiles à la centrale. Par conséquent, puisque la solution de raccordement proposée par le Distributeur répond également à cet objectif, cette solution viendrait en quelque sorte rendre « inutile » l'ajout de ces éoliennes. Autrement dit, si les IDLM avaient été raccordées au réseau intégré de la Gaspésie via des câbles sous-marins avant l'implantation du parc éolien de la Dune-du-Nord, il est fort à parier que jamais ce projet éolien n'aurait vu le jour. De plus, la contribution en énergie des éoliennes du parc de la Dune-du-Nord fera en sorte de réduire le taux d'utilisation du nouveau lien sous-marin ce qui réduira sa rentabilité.

La solution de raccordement proposée par le Distributeur aura également comme impact de ne plus utiliser le système de récupération de chaleur de la centrale thermique. Ce système consiste à récupérer la chaleur produite par la centrale thermique pour alimenter le Centre intégré de santé et de services sociaux (CISSS) ainsi que le CHSLD voisin. L'utilisation de biocarburant ou de GNL-R (une énergie renouvelable) pour faire fonctionner la centrale pourrait ainsi contribuer à alimenter ce système et, potentiellement, de l'étendre à d'autres usagers.

De plus, l'alimentation par câbles sous-marins n'est pas sans risque. À titre d'exemple récent, en juillet 2021, un des câbles sous-marins d'alimentation électrique de l'île de Marthas Vineyard a connu des problèmes importants forçant l'envoi de génératrice diesel sur l'île par Eversource, l'utilité réglementée en charge du réseau²⁰. Cette situation n'est pas sans rappeler les enjeux liés à la fiabilité et aux problèmes encourus par les Madelinots associés à l'historique de bris de câbles sous-marins de télécommunication entre la Gaspésie les IDLM²¹.

Comme mentionné par le Maire des IDLM dans le reportage de Radio-Canada (voir extrait ci-dessus – note en bas de page 17), plusieurs Madelinots craignent que, malgré la volonté d'Hydro-Québec de conserver la centrale thermique fonctionnelle, plusieurs emplois soient perdus éventuellement par attrition, comme par exemple, la non-reconduction d'emplois suite à des départs à la retraite.

Un autre enjeu à considérer est que l'utilisation de ressources provenant du réseau principal pour alimenter les IDLM à partir de 2027 correspond, comme on peut le constater au plus récent bilan en énergie, reproduit ci-dessous²², à une période où le Distributeur doit sécuriser de nouveaux approvisionnements de long terme.

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	192,9	195,3	198,0	199,1	199,2	201,0	203,6	204,7
APPROVISIONNEMENTS								
Approvisionnement planifiés								
Électricité patrimoniale utilisée	173,8	175,1	176,6	176,8	176,7	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,6	3,7	3,9	3,9	3,9	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,3	0,9	0,9	0,9	0,4	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,02	0,05	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise								
Achats sur les marchés de court terme	1,1	1,6	2,0	2,8	3,0	4,6	6,0	6,0
• Dont achats en hiver	1,0	1,5	1,9	2,5	2,7	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	1,9	5,1	6,9
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>5,1</i>	<i>3,8</i>	<i>2,2</i>	<i>2,1</i>	<i>2,2</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

²⁰ < <https://www.mvtimes.com/2021/07/19/power-outages-caused-undersea-cable-failure/> > (site Web consulté le 6 juin 2022).

²¹ < <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1848186/cable-telecommunications-bris-iles-madeleine> > (site Web consulté le 6 juin 2022).

²² < http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HQD_PlanAppro2020-2029/État%20d'avancement%202021.pdf > (site Web consulté le 6 juin 2022).

En considérant les appels d'offres en cours, incluant l'appel d'offres de 300 MW pour de la production éolienne, toute chose étant égale par ailleurs, l'ajout de la charge marginale des IDLM à partir de 2027 correspond à l'ajout d'éoliennes sur le réseau principal. En considérant la mise en œuvre du scénario de raccordement S-2, une analyse marginale de l'équilibre offre-demande du bilan démontre que le Distributeur se trouve à alimenter la charge des IDLM par de nouvelles éoliennes situées sur le réseau principal en utilisant un lien sous-marin estimé par le Transporteur à 1 113 M\$. Dans ces circonstances, l'étude comparative entre le scénario de raccordement proposé par le Distributeur avec d'autres scénarios utilisant de la production éolienne *in situ* devrait se limiter à comparer le coût du lien sous-marin avec le coût d'intégration éolienne aux IDLM (batterie, utilisation de la centrale avec des carburants carboneutres tel le GNL-R, etc.). Cette analyse devrait également tenir compte du différentiel de prix pour l'installation d'éoliennes aux IDLM versus sur le réseau intégré en 2027.

Finalement, la fin du PUEÉ aura également un impact négatif sur les clients qui en bénéficient et sur les sous-traitants chargés de maintenir et de vérifier les équipements en lien avec ce programme.

3.2 SCÉNARIOS S-5 ET S-6 : CONVERSION DE LA CENTRALE AU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)

Les scénarios 5 et 6 se détaillent comme suit :

Scénarios 5 et 6 :

Les scénarios 5 et 6 sont identiques à l'exception que le scénario 5 implique du gaz naturel liquéfié (« **GNL** ») alors que le scénario 6 implique du gaz naturel renouvelable liquéfié (« **GNL-R** ») :

- Remplacement de quatre des six moteurs existants de la centrale de Cap-aux-Meules fonctionnant au diesel par des moteurs fonctionnant aux biocarburants (95% de GNL et 5% de diesel) de capacité de 11 MW;
- Maintien de deux groupes diesel pour la gestion de la pointe;
- Ajout d'un septième moteur fonctionnant aux biocarburants pour la croissance de la charge; et
- Transport de GNL par iso-conteneur.

3.2.1 Critiques et description des risques

Concernant le GNL-R, compte tenu des cibles gouvernementales²³, l'AQPER estime après consultation de ses membres, qu'il y aura suffisamment de GNR en 2025 pour répondre à 100% des besoins des IDLM en GNR. Tel que mentionné précédemment, l'AQPER a noté que le Distributeur a présenté uniquement un scénario avec du GNL provenant de ressources fossiles en soulignant l'impact négatif d'un tel scénario sur les émissions de gaz à effet de serre. Or, les scénarios évalués par le Distributeur dans son analyse comparative considèrent uniquement le GNL-R. De l'avis de l'AQPER, l'adhésion par la communauté des IDLM à une telle source d'énergie renouvelable serait plus importante que ne laisse sous-entendre la preuve du Distributeur.

Conséquemment, l'AQPER se questionne sur la pertinence d'utiliser les résultats du sondage téléphonique pour attribuer une mesure d'approbation sociale pour le GNL-R.

Le déploiement de la stratégie d'hydrogène vert du gouvernement du Québec annoncé le 25 mai 2022²⁴ contribuera à la production de GNR qui pourrait éventuellement alimenter les IDLM. Ainsi, l'utilisation de GNL-R aux IDLM pourrait faire partie de l'effort de développement de cette filière d'avenir.

La technologie de production et de transport de GNL en région est éprouvée. En effet, Énergir alimente présentement plusieurs consommateurs dans le secteur industriel, maritime et minier en GNL produit à l'usine LSR de Montréal²⁵, dont la mine Renard dans le nord du Québec, ainsi que l'aluminerie Alouette à Sept-Îles²⁶. La mine Renard est desservie par camions citernes alors que l'aluminerie Alouette est desservie par des isoconteneurs similaires à ce qui serait utilisé aux IDLM. Les scénarios où la centrale actuelle est convertie aux GNL-R permettraient également de continuer à optimiser le réseau de chaleur aux bénéficiaires du CISSS et du CHSLD.

²³ < <https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/quebec-encadre-la-quantite-minimale-de-gaz-naturel-renouvelable-et-met-en-place-un-comite-de-suivi> > (site Web consulté le 6 juin 2022).

²⁴ < <https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/strategie-hydrogene-vert-bioenergies> > (site Web consulté le 6 juin 2022).

²⁵ < https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/S10-06_Perron-1.pdf > (site Web consulté le 6 juin 2022).

²⁶ < <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/en/nouvelles/actualites/detail/premiere-desserte-gaz-naturel-liquefie-cote-nord-quebec-ottawa-accordent-aide-financiere-globale-24-m-projets-aluminerie-alouette-2020-10-23> > (site Web consulté le 6 juin 2022).

3.3 SCÉNARIOS S-7, S-8, S-9 ET S-10 : JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL AVEC STOCKAGE

Les scénarios 7 à 10 se détaillent comme suit :

Scénario 7 :

- L'ajout de deux éoliennes de 6,7 MW chacune au site existant de la Dune-du-Nord de 8 MW, 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; et
- L'ajout d'un compensateur synchrone, pour permettre d'opérer à un moteur diesel (minimum actuel à deux moteurs).

Scénario 8 :

- 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 pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante.

Scénario 9 :

- 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; et
- L'ajout de deux compensateurs synchrones pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante.

Scénario 10 :

- 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 pour permettre l'arrêt complet de la centrale diesel lorsque la puissance éolienne est suffisante.

3.3.1 Critique et description des risques des scénarios S-7 à S-10

Tout d'abord, il faut souligner que la technologie éolienne est bien maîtrisée et connaît depuis plusieurs années une baisse de coûts. L'AQPER est toutefois consciente que l'inflation que l'on connaît actuellement affecte également le coût des éoliennes. Cela dit, ce facteur impacte tous les secteurs, ce qui ne devrait pas modifier significativement l'analyse comparative faite par le Distributeur pour comparer les divers scénarios.

De plus, après consultation avec les membres, il appert que l'expérience récente de l'opération des deux éoliennes de la Dune-du-Nord semble très positive. Les éoliennes performant au-delà des attentes et ont également permis de réduire la consommation de combustible à la centrale de Cap-aux-Meules.

L'AQPER tient également à souligner que le scénario à quatre éoliennes terrestres situées sur le site de la Dune-du-Nord est préférable au scénario à 2 éoliennes, puisqu'il permet de réduire les coûts de construction compte de tenu de l'optimisation des coûts de transport pour l'acheminement des éoliennes par bateaux. En effet, l'impact de l'éloignement des IDLM est un des facteurs qui explique les coûts plus élevés des éoliennes aux IDLM par rapport à celles installée sur le continent.

Finalement, l'AQPER tient à souligner que l'ajout de compensateurs synchrones à la centrale permet un plus grand niveau d'intégration de la production éolienne tout en réduisant la consommation de carburant à la centrale de Cap-aux-Meules.

3.4 SCÉNARIOS S-11 ET S-12 : JUMELAGE SOLAIRE-DIESEL AVEC STOCKAGE

Les scénarios 11 et 12 se détaillent comme suit :

Scénario 11 :

- 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; et
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 3 MW/3 MWh.

Scénario 12 :

- 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; et
- L'ajout de systèmes de stockage par batteries de 6 MW/6 MWh.

3.4.1 Critique et description des risques des scénarios S-11 et S-12

L'AQPER considère que les technologies solaires (centralisées et distribuées) peuvent jouer un rôle important dans un scénario de mix énergétique implanté graduellement.

3.5 SCÉNARIOS S-13 ET S-14 : NOUVELLE CENTRALE À LA BIOMASSE

Les scénarios S-13 et S-14 se détaillent comme suit :

Scénario 13 :

- 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, pour pallier les limitations du taux de variation de la puissance d'une telle centrale, insuffisant considérant les fluctuations rapides de la charge et de la production éolienne du parc actuel de la Dune-du-Nord; et
- Le démantèlement de la centrale diesel existante.

Scénario 14 :

- Une nouvelle centrale à deux chaudières à lit fluidisé bouillonnant (BFB) et turbines à vapeur de 35 MW, alimentées par copeaux de bois, avec mise en service projetée en 2025; et
- Maintien de trois groupes diesel afin d'assurer le critère de fiabilité (N-1) x 90%.

3.5.1 Critique et description des risques des scénarios S-13 et S-14

La mise en place d'une nouvelle centrale à la biomasse implique un coût en capital important.

Comme pour le jumelage éolien ou solaire, une centrale à la biomasse requiert l'utilisation d'un moyen d'équilibrage (batterie ou moteur diesel) compte tenu du fait que les centrales à la biomasse offrent une moins grande flexibilité dans les fluctuations de puissance que des centrales thermiques utilisant d'autres types de carburant (ex. : diesel, GNL-R, etc.).

Une centrale à la biomasse à l'avantage de valoriser la biomasse forestière abondante dans les régions facilement accessibles par bateaux au Québec (ex. : la Gaspésie ou la Côte-Nord) tout en créant des emplois liés à la manutention d'une quantité importante de matière. De plus, la mise en place d'une centrale à la biomasse permet d'optimiser le réseau de chaleur qui existe entre la centrale actuelle et le CISSS et le CHSLD situés à proximité de celle-ci.

3.6 SCÉNARIOS S-15, S-16 ET S-17 : COMBINAISONS DE FILIÈRES

Les scénarios 15 à 17 se détaillent comme suit :

Scénario 15 :

- Conversion de la centrale au GNL-R, tel que le scénario S-6, avec mises en service en projetées des moteurs biocarburant de 2026 à 2028;
- Ajout de systèmes de stockage par batteries de 5 MW/5 MWh.
- Ajout de deux éoliennes de 6,7 MW chacune qui seraient mises en service en 2025;
- Maintien de deux moteurs en opération à la centrale de Cap-aux-Meules; et
- L'ajout de stockage fixe de GNL-R est réduit à 4 000 m³.

Scénario 16 :

- Conversion de la centrale au GNL-R, tel que le scénario S-15;
- Ajout de systèmes de stockage par batteries de 10 MW/10 MWh.
- Ajout de quatre éoliennes de 6,7 MW mises en service en 2025
- Ajout d'un compensateur synchrone pour permettre d'opérer à un moteur au GNL-R;
- Maintien de deux moteurs en opération à la centrale de Cap-aux-Meules;
- L'ajout de stockage fixe de GNL-R est réduit à 3 000 m³.

Scénario 17 :

- Ce concept s'avère identique au scénario S-15, mais comprend l'ajout d'un parc solaire centralisé de 10 MW et d'une capacité de stockage augmentée de 3 MW/3 MWh, pour un total de 8 MW/8 MWh.

3.6.1 Critique et description des risques des scénarios S-15 à S-17

L'AQPER est d'avis que les options de mix énergétique offrent une grande flexibilité en raison de l'utilisation de plusieurs technologies. En effet, comme mentionné précédemment, nous sommes en faveur d'une stratégie de mix énergétique qui permet un déploiement séquentiel en ligne avec l'ajout récent des deux éoliennes dans le secteur de la Dune-du-Nord. Par ailleurs, nos membres nous informent que ce parc a été conçu pour recevoir jusqu'à quatre autres éoliennes, et ce, avec l'appui du milieu.

Avec une contribution énergétique progressive provenant de plusieurs technologies d'énergies renouvelables (éolienne, solaire, biomasse, batterie, etc.), il est possible de retarder la conversion de la centrale existante de quelques années, tout en réduisant les GES et ainsi pouvoir bénéficier du développement prévisible de la production de biocarburant pouvant être utilisé par la centrale existante ou par la contribution de GNL-R à moindre coût. D'ailleurs, l'utilisation de biocarburant par la centrale existante permet également l'optimisation du réseau de chaleur.

De plus, le choix d'un mix énergétique permet d'intégrer des technologies décentralisées telles que le remplacement du chauffage au mazout pour le chauffage aux granules jumelé à des accumulateurs de chaleur. Les technologies de réseaux intelligents développées à Lac Mégantic peuvent aussi être déployées aux IDLM. Bref, cette stratégie de mix énergétique est innovatrice et efficace tant d'un point de vue économique qu'environnemental tout en offrant une plus grande résilience des IDLM par rapport aux risques d'alimentation du réseau de Distribution.

Finalement, contrairement à la solution du raccordement, la solution de mix énergétique peut être déployée sans intervention sur les fonds marins, qui sont importants pour les Madelinots compte tenu de leur contribution à l'industrie de la pêche des IDLM.

4. RECOMMANDATIONS

Considérant ce qui précède, les recommandations de l'AQPER quant à la stratégie d'approvisionnement des IDLM sont les suivantes :

- Rejeter la stratégie d'approvisionnement du Distributeur basée sur un scénario de raccordement par câbles sous-marins, puisque trop risquée et trop chère. De plus, cette stratégie ne procure pas d'incitatif permettant le déploiement d'un portefeuille de différentes technologies éprouvées et offertes par des entreprises québécoises à moindres coûts, ne permet pas le maintien et la création d'emplois de qualité et diversifiées aux IDLM et ne contribue pas à l'exode de la population, une problématique bien réelle aux IDLM.

Ce faisant, l'AQPER propose les solutions suivantes :

- Solution 1 : mettre en place une stratégie de déploiement progressive de différentes technologies d'énergies renouvelables par le truchement d'appels d'offres séquentiels et/ou de programmes d'achat dédiés; ou
- Solution 2 : procéder à un appel d'offres global pour la décarbonation des IDLM selon des critères définis par le Distributeur et la population des IDLM. Ainsi, la meilleure solution au moindre coût pourra être sélectionnée. D'ailleurs, rien n'empêcherait Hydro-Québec dans ces activités de production de participer à un tel appel d'offres avec l'option de raccordement si elle la juge rentable.

5. CONCLUSION

Pour conclure, la solution du bouquet énergétique est nettement la solution la plus appropriée pour assurer la transition énergétique d'une communauté insulaire de 12 000 habitants située à 225 km du continent.

Cette stratégie d'approvisionnement est nettement supérieure à la solution de raccordement au réseau principal qui, basée sur l'expérience vécue pour des projets similaires de moindre ampleur, risque de coûter beaucoup plus cher que l'estimation actuelle. En effet, tel que démontré dans le présent mémoire, ainsi que dans la preuve du Distributeur²⁷, la solution de mix énergétique, flexible et adaptative, est la moins coûteuse pour l'ensemble de la clientèle d'Hydro-Québec. La stratégie de mix énergétique augmente également la résilience de la communauté en cas de bris d'équipement.

De plus, tel que mentionné à la section 3.1 du présent mémoire, l'AQPER est d'avis qu'il est plus judicieux et logique d'alimenter les IDLM par des ressources locales plutôt que par de nouvelles ressources similaires situées sur le réseau principal nécessitant la mise en place d'un lien sous-marin qui constituerait selon la compréhension de l'AQPER le plus long câble sous-marin d'Amérique du Nord et qui pourrait coûter plus de 1,6 milliard de dollars sans tenir compte de la dynamique inflationniste actuelle.

À l'instar du Maire des IDLM, l'AQPER est d'avis que l'option du raccordement des IDLM par câbles sous-marins au réseau principal de la Gaspésie est un rendez-vous manqué. La solution alternative d'un mix énergétique est une stratégie d'approvisionnement innovatrice, audacieuse, créatrice d'emplois de qualité et diversifiés et qui apporterait son lot d'avantages pour les Madelinots.

Le tout respectueusement soumis.

²⁷ Les estimations de coûts des scénarios de mix énergétique (S-16 et S-15) sont inférieures au scénario de raccordement (S-3), pièce B-0204, page 25, Tableau 2.