MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)

DEMANDE RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT SUR L'HORIZON 2020-2029 D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Préparé dans le cadre du dossier
R-4110-2019 Phase 2
de la Régie de l'énergie du Québec

Par
Antoine Gosselin

Le 6 juin 2022

Table des matières

1. Introduction 3

2. Évaluation des coûts 4

2.1. Coûts associés au transport, au stockage et à la vaporisation du GNR 4

2.2. Coût en capital prospectif 6

2.3. Coût évité en énergie 7

3. Acceptabilité sociale 8

4. Sommaire des recommandations 10

1. Introduction

Dans le cadre de ses orientations de conversion des réseaux autonomes à des sources d'énergie renouvelables, le Distributeur a analysé différentes options visant à assurer l'approvisionnement des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) en remplacement du mazout comme source de chauffage principale. Ces options ont été évaluées à l'aune des quatre critères suivants :

- réduction des coûts par rapport au statu quo;
- réduction des GES;
- fiabilité; et
- acceptabilité sociale et environnementale.

Suivant son analyse, le Distributeur conclut que :

> « le raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe est la solution actuellement privilégiée pour la conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine à des sources d'énergie renouvelable. Le Distributeur demande à la Régie de confirmer la justesse de la démarche entreprise à ce jour permettant d'identifier cette solution privilégiée, celle-ci devant être complétée à l'issue de l'avant-projet. »

Il ajoute que :

> « [c]omme pour les scénarios S-6 et S-15, le risque résiduel lié aux autorisations légales du raccordement par câbles sous-marins est modéré. Le Distributeur sera en mesure de confirmer la solution technologique qui sera implantée pour la conversion du réseau des IDLM à la fin de l'avant-projet. » (Nous soulignons)

À l'issue de l'avant-projet, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité déposera, le cas échéant, une demande d'autorisation du projet à la Régie. Dans l'intervalle, le Distributeur procédera au suivi de l'avancement des travaux dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement et de ses états d'avancement.

La FCEI comprend donc que le Distributeur demande à la Régie de :

- confirmer la justesse de sa démarche;
- confirmer la justesse de la conclusion que le raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie avec l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de la pointe est la solution privilégiée à ce jour;
- noter que cette conclusion demeure à être confirmée à la fin de l'avant-projet.

La FCEI comprend que l'avant-projet ne porte que sur la solution retenue par le Distributeur. Ainsi, advenant le cas que la Régie accueille la demande du Distributeur, le suivi annoncé dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, ainsi que ses états d'avancement, ne portera que sur la solution retenue et aucun suivi des autres solutions ne serait assuré.

Par ailleurs, le Distributeur analysera également la possibilité d'expansion du parc éolien de la Dune-du-Nord. Avant d'aller de l'avant avec un tel projet, le Distributeur devra démontrer que celui-ci serait compatible avec la solution retenue pour la conversion énergétique du réseau des IDLM.

Contrairement au Distributeur, la FCEI ne croit pas que l'analyse des données au dossier permette de conclure à la supériorité de la solution de raccordement par la Gaspésie retenue par le Distributeur.

La FCEI considère que plusieurs aspects de l'analyse doivent être bonifiés et justifiés davantage afin de pouvoir porter un jugement conclusif sur des bases solides. Elle estime que ces améliorations devraient faire l'objet d'un suivi dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. Les sections suivantes abordent à tour de rôle les différentes préoccupations de la FCEI.

2. Évaluation des coûts

De manière générale, la FCEI estime que le niveau de justification des coûts présentés par le Distributeur, autant pour l'estimation déterministe que pour la simulation de Monte-Carlo, est insuffisant pour permettre de porter un jugement éclairé sur les différentes solutions.

Sans procéder à un examen détaillé de chaque solution d'un point de vue technique, la FCEI estime que la justification des coûts des différentes solutions, à tout le moins des solutions les plus prometteuses, est nécessaire à une prise de décision éclairée. Du plus, dès qu'elles seront disponibles, les informations les plus récentes devraient être utilisées.

2.1. Coûts associés au transport, au stockage et à la vaporisation du GNR

Les charges d'exploitation actualisées des scénarios incluant du GNL (S-6, S-15, S-16 et -17) sont environ 200 M$ plus élevées que celles du statu quo.[1] La FCEI comprend que cet écart s'explique principalement par des charges d'exploitation de [redacted] par année pour le transport, le stockage et la vaporisation du GNL[2]. Pour évaluer le caractère a priori raisonnable de ces charges, la FCEI les compare avec les coûts réels du fonctionnement de l'usine LSR d'Énergir ainsi qu'avec d'autres données mises de l'avant par Énergir antérieurement.

Les charges d'exploitation de l'usine LSR d'Énergir étaient de 9,3 M$ en 2021, dont un minimum de 0,5 M$ était directement lié à la liquéfaction, laquelle est absente du projet de Cap-aux-Meules.[3] La FCEI comprend que le projet de Cap-aux-Meules n'inclut pas non plus de compression, fonction à laquelle Énergir associe des coûts énergétiques directs d'environ 0,3 M$ en 2021.[4] En excluant ces deux sommes, le coût d'exploitation annuel de l'usine LSR sont de 8,5 M$, soit environ 2 M$ de moins que ceux anticipés par le Distributeur, malgré une complexité et une ampleur manifestement beaucoup moins importantes que celles de l'usine

[1] B-0204, p. 25, tableau 2.
[2] HQD-12, document 1 (sous pli confidentiel), p. 7, réponse 5.11.
[3] R-4175-2021, B-0056, p. 2, lignes 8, 10 et 16.
[4] Idem, ligne 14.

LSR. Par exemple, les seuls coûts salariaux de l'usine LSR sont de plus de 4 M$ par année et les frais d'assurance de près de 2 M$ par année. La FCEI conçoit difficilement que des charges similaires puissent être applicables au projet de Cap-aux-Meules. Elle conçoit également avec peine que le service de transport puisse expliquer à lui seul de tels écarts.

Qui plus est, dans un dossier antérieur, Énergir a envisagé la possibilité de construire des stations de vaporisation sur ses réseaux de l'Estrie et du Saguenay. Elle estimait en 2015 que l'ajout de deux stations au réseau de l'Estrie offrant un débit horaire combiné de 9 000 m3/h nécessiterait un investissement de 15 M$ et entraînerait des charges d'exploitation additionnelles de 0,59M$/an.[5] De manière similaire, elle estimait que l'ajout de deux stations de vaporisation sur le réseau du Saguenay pour un débit total de 13 500 m3/h nécessiterait un investissement de 28 M$ et entraînerait des coûts d'opération de 0,42 M$ par an[6]. Elle décrivait ainsi le fonctionnement de ces installations :

> « Un réservoir serait bâti à proximité de chacun des postes de livraison. Ces réservoirs seraient équipés d'une unité de vaporisation et d'une pompe pour injecter le GNL sous forme gazeuse dans les réseaux d'alimentation des postes de livraison de Jonquière et d'Alma. »

Énergir indique qu'un réservoir de 5 000 m3 de GNL offrirait une autonomie de deux semaines à la pointe.[7] Cela correspond à un débit horaire moyen d'environ 9 000 m3/h pendant deux semaines. Comme les groupes bicarburant représentent une part importante de la puissance installée dans tous les scénarios où le GNL est considéré[8] et que les groupes diesel ne seront utilisés qu'en dernier recours, il est probable qu'en période de pointe l'utilisation des groupes bicarburant sera passablement élevée pour l'essentiel des deux semaines. Considérant cela, la FCEI fait l'hypothèse qu'un débit horaire de pointe deux fois plus important de 18 000 m3/h est suffisant pour permettre la production maximale des quatre moteurs bicarburant.

Partant de cette hypothèse, on peut évaluer (sans inclure aucune économie d'échelle) que le coût d'exploitation de stations similaires à celles qu'Énergir a envisagé d'installer sur le réseau de l'Estrie serait de 1,2 M$2015 par an à exploiter pour un investissement de 30 M$2015. Les montants sont du même ordre lorsque les coûts prévus pour le réseau du Saguenay sont utilisés.

L'écart important entre les charges d'exploitation anticipées pour les solutions S-6, S-15, S-16, S-17 et celles des projets antérieurs d'Énergir représente, en valeur actualisée, [redacted] dans le contexte des options S-6, S-15, S-16 et S-17. **Considérant l'ampleur de ces écarts, la FCEI estime que des validations additionnelles à ce niveau sont essentielles.**

Il en va de même des écarts entre les investissements qu'Énergir prévoyait pour les réseaux de l'Estrie et du Saguenay et ceux prévus au présent dossier[9].

[5] R-3919-2015, B-0007, p. 17.
[6] Idem, B-0009, p. 18, tableau 10.
[7] B-0259, p. 7, réponse 2.2.1 c.
[8] B-0253, p. 26, tableau R-13.4.
[9] HQD-12, document 10 (sous pli confidentiel), p. 6 réponse 4.6.6.

2.2. Coût en capital prospectif

Le taux d'actualisation utilisé dans les analyses économiques des différents scénarios correspond au coût en capital prospectif du Distributeur. Il s'agit d'un paramètre non négligeable qui peut modifier considérablement la position économique relative des différents scénarios d'approvisionnement des IDLM. Toutes choses étant égales par ailleurs, un taux d'actualisation plus élevé favorisera la position relative des scénarios présentant des coûts plus éloignés dans le temps.

Le Distributeur a déposé sa preuve en novembre 2021 sur la base d'un coût en capital prospectif de 4,872%.[10] À ce moment, les taux des obligations de 30 ans de la banque du Canada se situaient à environ 2,0%. Depuis, une remontée généralisée des taux d'intérêt s'est opérée sur l'ensemble des marchés et des échéances. En date de la présente preuve, le taux des obligations 30 ans est de près de 3% soit une augmentation de près de 1% depuis novembre. Les taux des emprunts de plus court terme ont également augmenté. Ainsi, il est probable que le coût en capital prospectif serait supérieur aujourd'hui s'il était réévalué.

Le coût en capital prospectif du Distributeur est composé à 65% du taux prospectif de la dette et à 35% du taux de rendement sur les capitaux propres. Le taux prospectif de la dette est, quant à lui, composé de 85% à 90% du taux d'intérêt sur les emprunts de court et long terme. Ainsi, une hausse de 1% de ces derniers, en supposant le maintien du taux de rendement sur les capitaux propres, implique une hausse du coût en capital prospectif d'environ 0,55%.

La pièce HQD-12-11.02 contient le fichier de calcul du coût déterministe de chacune des 17 solutions. En augmentant le taux d'actualisation de 0,55% dans ce fichier, la FCEI a obtenu de nouveaux estimés des coûts des différentes solutions. Le tableau 1 présente, à titre illustratif, l'impact que peut avoir cette variation du taux d'actualisation sur le coût relatif de la valeur actualisée en $2021 des solutions S-3 et S-15. On peut y observer un avantage économique selon le taux d'actualisation de 4,872% et selon un taux de 5,422%.

Coût actualisé des solutionsS-3 et S-15 selon le taux d'actualisation (M$2021)

Taux d'actualisation	4,872%	5,422%	Écart
S-3	1,965	1,862	
S-15	1,725	1,589	
Écart	240	273	+ 33

La FCEI soumet que le coût en capital prospectif devrait également être mis à jour.

[10] B-0261, p. 14, réponse 7.1.

2.3. Coût évité en énergie

L'analyse économique des scénarios impliquant un raccordement tient compte des coûts évités en énergie et en puissance en réseau intégré. Le Distributeur utilise le coût évité en énergie de 8,4 c/kWh, lequel inclut une composante fourniture de 6,2 c/kWh. Ce dernier coût prend sa source dans le résultat de l'appel d'offres éolien de 2013 (A/O 2013-01). Parallèlement, un appel d'offres pour l'acquisition d'énergie éolienne est actuellement en cours (A/0-2021-02) et ses résultats seront connus avant la fin de juillet 2022. Considérant que le coût évité en énergie repose sur des données datant de près de dix ans ainsi que la disponibilité prochaine de nouvelles données présumément plus représentatives des réels coûts évités, la FCEI recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour son analyse lorsque les résultats de l'appel d'offres seront connus. Selon la FCEI, la mise à jour de ce paramètre pourrait avoir un effet de plusieurs dizaines de millions de dollars sur les coûts des scénarios avec raccordement.

Le Distributeur utilise des distributions triangulaires pour modéliser les paramètres de son analyse de Monte-Carlo. En vertu des propriétés de ces distributions, l'espérance de la distribution est égale à la somme du minimum, de la valeur déterministe du paramètre et du maximum, le tout divisé par trois. Dans le cas des coûts évités en énergie, le Distributeur fixe le minimum à -40% et le maximum à +10%[11]. Cela implique que l'espérance mathématique se trouve à -10% par rapport au paramètre déterministe de 8,4 c/kWh ou 7,56 c/kWh, soit une réduction de 0,84 c/kWh. Si l'on tient pour acquis que l'ensemble de cette réduction est attribuable à la fourniture, cela implique une espérance de coût de la fourniture en énergie de 5,36 c/kWh, soit une réduction moyenne de près de 15% du coût évité de la fourniture.

Considérant les estimés de coûts des achats d'électricité sur le réseau intégré des solutions S-2 [redacted] et S-3 [redacted], cette réduction 10% de l'espérance du coût évité de la fourniture implique des réductions de coûts actualisés d'environ **** et [redacted] respectivement. En théorie, ces réductions sont approximativement reflétées dans les résultats médians de l'analyse de Monte-Carlo. Ces hypothèses favorisent donc de manière non négligeable ces scénarios.

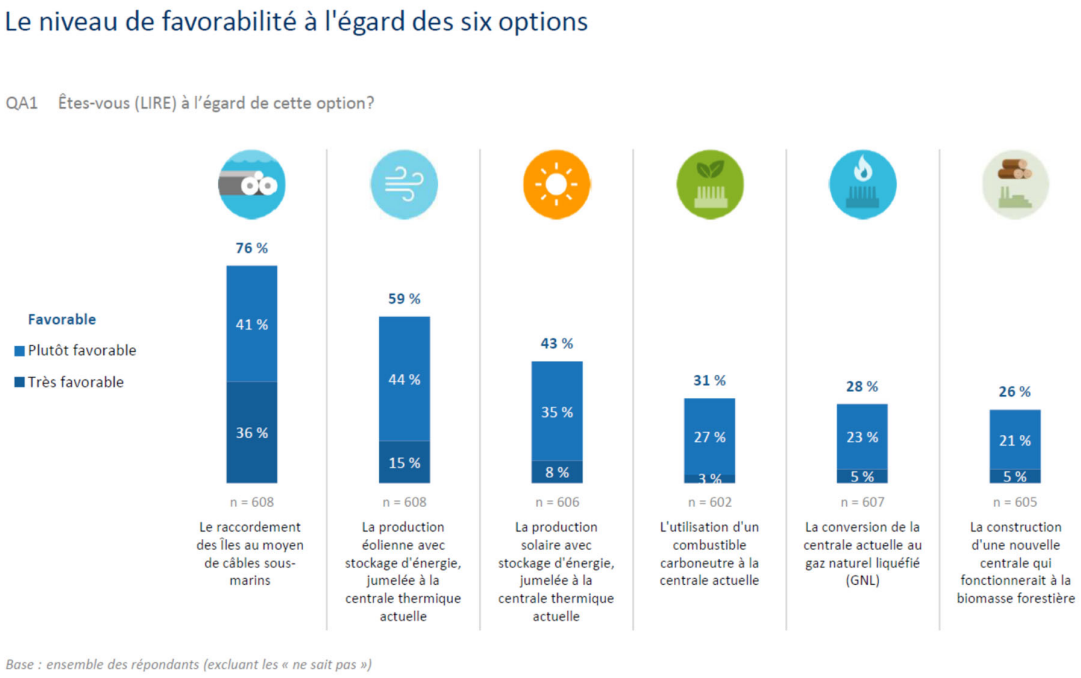
Si ces hypothèses devaient ne pas s'avérer ou si le coût évité se révèle encore plus faible, l'impact sur les résultats économiques pourrait être suffisant pour affecter l'appréciation globale des solutions et, ultimement, la solution retenue.

La FCEI réitère que, considérant les sommes en jeu, les implications à long terme du choix de la solution et le fait que de la nouvelle information deviendra disponible dans très peu de temps, il serait avisé d'exiger du Distributeur qu'il mette à jour son analyse pour y inclure l'information plus récente.

[11] B-0259, p. 9, réponse 3.2.
[12] HQD-12-11.02.xls, onglet Économique.

3. Acceptabilité sociale

Le Distributeur a fait évaluer par la firme Ad hoc Recherche l'acceptabilité sociale de six options énergétiques aux IDLM. Ad hoc Recherche a produit un rapport présentant les résultats suivants :



À partir des résultats de cette évaluation, le Distributeur a inféré l'acceptabilité sociale des dix-sept (17) solutions analysées. Les résultats de cet exercice se retrouvent au tableau 3 de la preuve du Distributeur, tel que reproduit ci-dessous. La FCEI estime que certaines des inférences faites par le Distributeur sont incohérentes avec les préférences exprimées par les répondants et peu crédibles.

Plus particulièrement, la FCEI estime que l'acceptabilité sociale de 31% à 59% imputée aux solutions S-15 et S-16 est incompatible avec celle de 59 % imputée aux solutions S-7 et S-8. En effet, ces solutions sont respectivement identiques, à la différence près que les solutions S-7 et S-8 utilisent le diesel alors que les solutions S-15 et S-16 utilisent le GNL renouvelable. Le Distributeur attribue la borne inférieure de 31% à ces dernières solutions sur la base de la réponse à l'option de combustible renouvelable à la centrale actuelle.

Ces imputations suggèrent de manière étonnante que les répondants préfèrent le diesel d'origine fossile au GNL renouvelable en complément à l'éolien. Ce résultat paraît a priori incompatible avec l'importance très ou assez élevée accordée par 93% des répondants à la réduction de gaz à effet de serre[13] ainsi qu'au niveau de priorité qu'ils accordent à la réduction des GES, laquelle arrive au deuxième rang dernière la fiabilité et devant l'acceptabilité sociale et les coûts.

Considérant cela, la FCEI juge plus vraisemblable que l'acceptabilité sociale des solutions S-15 et S-16 soit au moins égale à celle des solutions S-7 et S-8.

La FCEI note également que la préférence exprimée par les répondants repose parfois sur des perceptions qui ne sont pas cohérentes avec les données du dossier. Par exemple, 9% des répondants favorisent le câble sous-marin alors que c'est l'option la plus économique.

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%	

Dans ces circonstances, la FCEI estime qu'il est prématuré de statuer sur l'acceptabilité sociale des solutions. Elle recommande qu'une nouvelle consultation soit réalisée qui ne porterait pas sur des options de filières, mais plutôt sur des solutions concrètes. Notamment, les solutions S-3, S-6 et S-15 identifiées comme plus prometteuses par le Distributeur pourraient faire l'objet d'une consultation spécifique. Une telle consultation pourrait également permettre de valider ou rectifier certaines perceptions.

[13] B-0204, p. 12 du rapport Ad Hoc Recherche (p. 110 de 191 du document PDF).

4. Sommaire des recommandations

La FCEI soumet qu'il est prématuré de statuer sur la meilleure solution pour l'alimentation des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) et recommande donc à la Régie de réserver sa décision à ce stade-ci et d'exiger un suivi du Distributeur au plus tard dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement à être déposé d'ici novembre 2022. Ce suivi devrait inclure ce qui suit :

- une validation des coûts d'exploitation et d'investissement liés aux solutions impliquant la vaporisation de GNL et une explication des écarts avec les coûts estimés par Énergir pour des stations de vaporisation en Estrie et au Saguenay en 2015;
- une mise à jour du coût en capital prospectif;
- une mise à jour des coûts évités en énergie suivant les résultats de l'appel d'offres A/O-2021-02;
- une évaluation de l'acceptabilité sociale spécifique aux solutions concrètes envisageables incluant minimalement les solutions S-3, S-6 et S-15.