

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4213-2022
PHASE 1

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2023-2024
D'ÉNERGIR, S.E.C.

ÉNERGIR, s.e.c.

Demanderesse

-et-

REGROUPEMENT POUR LA TRANSITION,
L'INNOVATION ET L'EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUES (RTIEÉ),
un Regroupement comprenant les organismes
suivants : l'Association québécoise de lutte
contre la pollution atmosphérique (AQLPA),
Stratégies Énergétiques (S.É.), le Groupe
d'Initiatives et de Recherches Appliquées au
Milieu (GIRAM) et Énergie solaire Québec
(ÉSQ).

Intéressé

**MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS D'EXTENSION DE RÉSEAU ET CRITÈRES
DE GARANTIES ADDITIONNELLES**

RAPPORT

Jean Schiettekatte, anayste
André Bélisle, analyste
Dominique Neuman, LL.B., Procureur

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 13 janvier 2023

Pièce RTIEÉ-1 - Document 1

**Méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau et critères de garanties
additionnelles**

**Jean Schiettekatte, anayste, André Bélisle, analyste, Dominique Neuman, LL.B., Procureur
Préparé pour le Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)**

Pièce RTIEÉ-1 - Document 1

**Méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau et critères de garanties
additionnelles**

**Jean Schiettekatte, analyste, André Bélisle, analyste, Dominique Neuman, LL.B., Procureur
Préparé pour le Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)**

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

(Le numéro des recommandations réfère à la présente Phase 1, puis au numéro du chapitre du présent mémoire)

RECOMMANDATION RTIEÉ NO. 1-2-1

LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS D'EXTENSION DE RÉSEAU

Le RTIEÉ est en accord avec **le principe de poser, par défaut, certaines hypothèses conservatrices de prévisions des coûts et revenus d'une extension de réseau sur 40 ans** (sous réserve de nos recommandations ci-après quant à ces hypothèses conservatrices par défaut, par lesquelles nous différons d'Énergir). Nous soumettons de plus que les hypothèses ainsi posées, selon le RTIEÉ, **ne doivent l'être que « par défaut »** si des hypothèses plus précises ne sont pas disponibles. Ainsi Énergir pourra soumettre des hypothèses différentes, plus conservatrices ou moins conservatrices (ou la Régie, après avoir entendu les intervenants, pourra les lui imposer) selon les cas particuliers d'extensions de réseau qui seront examinés.

Mais le RTIEÉ soumet respectueusement que l'hypothèse, par défaut, d'une date charnière à la 21^e année (au-delà de laquelle l'on ne prévoirait pas de revenus ni de coûts de service à la clientèle par Énergir) **est insuffisamment conservatrice et que cette date charnière devrait plutôt être placée à la 16^e année**. En effet, tant a) la durée de vie moyenne des équipements que b) des prévisions raisonnables du prix du carbone et du coût des solutions alternatives et c) des nouvelles contraintes visant les énergies fossiles amènent plutôt à recommander une année-charnière conservatrice, par défaut, à la 16^e année.

Enfin, il nous semble qu'une baisse de la consommation gazière devrait être prévue à la même date charnière de la 16^e année, même dans les cas d'engagement ferme à la biénergie ou à l'achat volontaire de gaz de source renouvelable (GSR). En effet, la durée de vie utile des équipements semble être la même (15 ans) et le risque de prix du carbone élevé dans 15 ans s'appliquerait similairement.

Il se peut donc que l'hypothèse conservatrice d'Énergir, par défaut, de ne tenir compte que des revenus des ans 1 à 15 pour les petits clients résidentiels et CI doive **s'appliquer aussi aux cas où il existerait un « engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie »**. Cela nous apparaît d'autant plus approprié qu'il **n'existera jamais, en principe, d'« engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie » de 40 ans**.

Tous les éventuels « engagements fermes » seront de beaucoup plus courte durée, ne dépassant pas, dans le plus long des cas, la durée de vie de 15 ans des équipements.

Le RTIEÉ soumet d'ailleurs que la Régie devrait poser dès à présent l'hypothèse conservatrice, aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets, **que la totalité des nouveaux petits clients résidentiels et CI sur les extensions de réseaux seront des clients bi-énergie**. La Régie aura aussi l'occasion d'affirmer cette exigence lors de l'examen des plans de développement d'Énergir, notamment en Phase 2 du présent dossier R-4213-2022.

Énergir a raison de considérer le revenu lui provenant de la Contribution GES reçue d'Hydro-Québec Distribution (HQD) en cas d'« engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système bi-énergie », mais elle devrait également inclure une prévision raisonnable d'un tel revenu même au cas où serait rejetée notre recommandation ci-dessus que la totalité des nouveaux petits clients résidentiels et CI sur les extensions de réseaux seront des clients bi-énergie. En effet, il serait absolument illogique de ne prévoir aucune conversion à la bi-énergie lorsqu'aucun engagement ferme n'avait encore été pris le jour de l'évaluation de la rentabilité.

RECOMMANDATION RTIEÉ NO. 1-3-1**LES CRITÈRES DE GARANTIES ADDITIONNELLES**

Énergir, dans sa [Pièce B-0006, Energir-E, Document 2, le 17 novembre 2022](#), en conclusion dans sa page 6 soumet « *que la rentabilité d'un projet d'extension de réseau supérieur au seuil et l'appréciation du risque financier que le projet pose à moyen et long termes devraient se faire dans le cadre de l'examen du projet à la Régie, que le projet présente ou non des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel. [...] Finalement, Énergir souligne qu'elle dispose d'outils réglementaires pertinents et qu'elle les utilisera à bon escient pour réduire les risques inhérents à tout projet d'extension de réseau. De même, Énergir tentera de saisir, lorsque possible, les opportunités de négocier des garanties financières additionnelles avec des tiers volontaires.* ».

Le RTIEÉ est en accord avec cette position d'Énergir, de sorte qu'il ne lui est pas nécessaire de « *présenter une proposition intégrant des critères de garanties additionnelles aux projets d'extension de réseau, supérieurs au seuil, possédant des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel [...], afin d'assurer la rentabilité et la viabilité de tels projets à moyen et à long termes* » comme cela a été antérieurement anticipé dans la [Décision D-2022-098](#), au paragraphe 94.

Énergir a fourni, comme précision additionnelle suivante en réponse 1.2.2 au RTIEÉ ([Pièce B-0029, Energir-F, Document 6](#)), que la possibilité que des « garanties additionnelles » soient partagées ou assumées par un producteur de GSR injecteur sur le tronçon raccordé « dépendrait du projet et des garanties additionnelles retenues ».

(Il est à noter, pour information, que nous avons déjà recommandé antérieurement (SÉ-AQLPA) au Dossier R-3867-2013, Phase 2, Volet coûts marginaux FTÉ de raccordement, que, si une extension de réseau est de nature à permettre le raccordement à des points d'injection de GSR, l'on devrait tenir compte, dans l'évaluation de sa rentabilité, à la fois des revenus d'injection et, dans l'évaluation des coûts marginaux de fourniture, transport et équilibrage (FTÉ) liés à ce raccordement, du coût moindre en transport et équilibrage résultant du fait que des volumes de GNR requis par le gouvernement seront approvisionnés en franchise plutôt qu'importés.)

TABLE DES MATIÈRES

1 - LA PHASE 1 DU PRÉSENT DOSSIER	1
2 - LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS D'EXTENSION DE RÉSEAU	2
2.1 LE PRINCIPE DU MAINTIEN DE LA PÉRIODE D'ÉVALUATION DE 40 ANS, MAIS EN POSANT, PAR DÉFAUT, DES HYPOTHÈSES CONSERVATRICES DE REVENUS (ET DE COÛTS DE SERVICE À LA CLIENTÈLE)	2
2.2 L'ANNÉE-CHARNIÈRE POUR LES HYPOTHÈSES CONSERVATRICES DE REVENUS (ET DE COÛTS DE SERVICE À LA CLIENTÈLE) ET LES AUTRES HYPOTHÈSES CONNEXES	7
3 - LES CRITÈRES DE GARANTIES ADDITIONNELLES	15
4 - CONCLUSION	18

1

LA PHASE 1 DU PRÉSENT DOSSIER

1 - La Régie de l'énergie est saisie d'une [Demande révisée B-0002 du 17 novembre 2022 d'Énergir relative à la Phase 1 de sa cause tarifaire 2023-2024 au présent dossier R-4213-2022](#), cette Phase 1 portant sur la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau et les critères de garanties additionnelles.

2 - Énergir a déposé sa preuve à ce sujet : [ÉNERGIR, Dossier R-4213-2022, Phase 1, Pièce B-0005, Energir-E, Document 1, le 17 novembre 2022](#) et [Pièce B-0006, Energir-E, Document 2, le 17 novembre 2022](#).

La Régie en a encadré l'examen (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4213-2022, Phase 1, [Décision D-2022-135](#)).

3 - **Le présent rapport constitue les représentations du *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉÉ)* sur ce sujet.**

2

LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS D'EXTENSION DE RÉSEAU

2.1 LE PRINCIPE DU MAINTIEN DE LA PÉRIODE D'ÉVALUATION DE 40 ANS, MAIS EN POSANT, PAR DÉFAUT, DES HYPOTHÈSES CONSERVATRICES DE REVENUS (ET DE COÛTS DE SERVICE À LA CLIENTÈLE)

4 - Dans le contexte actuel d'une décarbonation de l'économie, **Énergir planifie une décroissance de ses ventes**, sauf quant à des marchés ciblés, au cours des 40 prochaines années.

Le marché d'Énergir tendra dorénavant aux 4 caractéristiques suivantes

- a) une efficacité énergétique croissante et un effritement des ventes de gaz,
- b) un ciblage de la plupart des petits et moyens consommateurs gaziers vers le gaz de pointe seulement alors que la consommation énergétique hors pointe serait électrique,
- c) le maintien de grands utilisateurs industriels gaziers qui ne peuvent raisonnablement s'électrifier, mais en intensifiant leur interruptibilité en pointe et
- d) une commercialisation accrue du gaz de source renouvelable (GSR).

5 - Énergir, au présent dossier, confirme que la période d'évaluation de la rentabilité de ses projets d'extension de réseau continuera d'être basée sur sa prévision des coûts et revenus liés à cette extension sur 40 ans :

ÉNERGIR, Dossier R-4213-2022, Phase 1, [Pièce B-0005, Energir-E, Document 1, le 17 novembre 2022](#), page 5, lignes 3-16 :

Au paragraphe 94 de la [décision D-2018-080](#), la Régie jugeait « **préférable de maintenir la période d'évaluation à 40 ans et d'apporter plutôt des ajustements à d'autres paramètres dont les effets de mitigation des risques sont plus facilement identifiables et quantifiables.** » Énergir propose des modifications à la Méthode qui maintiennent la période d'évaluation à 40 ans, mais qui reflètent le risque d'abandon lors du remplacement des appareils.

Selon la Méthode approuvée par la Régie dans sa décision D-2018-080, la période retenue pour l'évaluation de la rentabilité des projets est de 40 ans, sauf en certaines circonstances particulières.¹ Ainsi, pour évaluer la rentabilité d'un projet, Énergir projette actuellement les revenus provenant des volumes anticipés sur l'ensemble de cette période d'évaluation de 40 ans. Cette pratique est appliquée uniformément à tous les nouveaux projets, et ce peu importe le type de marché ou le type d'entente auxquels ils souscrivent (100 % GNT, biénergie ou GNR). Considérant le contexte décrit précédemment, Énergir croit pertinent d'évaluer la rentabilité d'un projet avec les paramètres les plus justes possible afin de prendre une décision d'affaires éclairée avant d'investir les sommes requises pour le raccordement.

[Souligné en carcatère gras par nous]

6 - Dans cette même [décision D-2018-080](#) au Dossier R-3867-2013, Phase 3, la Régie de l'énergie énonce, à juste titre, les défis que pose la prévision des revenus sur cet horizon de 40 ans dans un contexte de décroissance gazière :

[49] **L'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau s'effectue sur un horizon de long terme.** Dans ce contexte, la Régie considère que la décision à rendre doit s'appuyer sur une perspective de moyen et long termes du marché de la distribution du gaz naturel au Québec.
[...]

[66] La Régie constate que l'ensemble des participants reconnaît les **risques inhérents à l'approbation et à la réalisation de projets d'extension de**

¹ Note infrapaginale dans la citation : Voir les paragraphes 94 à 97 de la [décision D-2018-080](#).

réseau. Elle note cependant que ce sont la tolérance au degré de risque et, par incidence, la calibration des paramètres proposés par chacun, qui diffèrent.

[67] La Régie doit trouver **le juste équilibre entre les risques inhérents à tout projet d'extension, en termes de coûts de réalisation et de revenus anticipés, et les opportunités d'expansion du réseau et de croissance** des volumes livrés qui peuvent générer à plus ou moins brève échéance de réelles baisses tarifaires. Elle doit calibrer les paramètres utilisés dans la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau en fonction de cet équilibre recherché et de **la lecture qu'elle fait des perspectives de marché pouvant affecter la distribution du gaz naturel à long terme**.

[68] Ainsi, tenant compte de la preuve au dossier et des témoignages entendus en audience quant aux perspectives de marché du gaz naturel au Québec, la Régie retient les éléments de contexte suivants :

- les progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique, combinés à la réduction observée dans la taille des ménages, ont eu pour conséquence de **faire chuter les consommations unitaires par branchement**, et donc les revenus unitaires, créant ainsi une pression à la hausse sur les tarifs, toutes choses étant égales par ailleurs;
- les coûts de raccordement des nouveaux clients seront de plus en plus élevés;
- **la difficulté croissante de rentabilisation des projets d'extension de réseau dans le cadre réglementaire actuel**, énoncée dans l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (l'Avis);
- **la forte concurrence de l'électricité** à laquelle font face les distributeurs de gaz naturel au Québec pour satisfaire les besoins de chauffe du marché commercial et, encore plus vivement, dans le marché résidentiel;
- **la faible densification du réseau d'Énergir** en termes de nombre de clients par kilomètre de conduites, comparativement à ses pairs;
- **le taux d'attrition important de la clientèle** constaté au cours des dix dernières années, notamment dans le marché résidentiel;
- **le rôle incertain du gaz naturel dans l'avenir du bilan énergétique québécois, notamment en raison des objectifs de réduction des émissions de GES**;

- l'asymétrie des risques assumés par la clientèle et l'actionnaire quant à la réalisation de projets d'extension de réseau non rentables. [

[69] La Régie considère que **le contexte énergétique évolue rapidement et que les tendances à moyen et long termes laissent entrevoir peu d'opportunités porteuses en matière de développement de réseau.** Elle est d'avis que l'ensemble des éléments contextuels mis en preuve dans le présent dossier milite en faveur d'**une approche teintée, en ce domaine, d'une prudence accrue par rapport aux années passées.** [...]

[245] Dans la mesure où la Régie retient **une période de 40 ans pour évaluer la rentabilité des projets d'extension de réseau, qui constitue une période de long terme,** la prévision des volumes de ventes comporte nécessairement une **marge d'incertitude plus grande** et contient un **potentiel d'imprécision plus important.** Une attention particulière doit donc être portée à cet intrant de la méthodologie. [...]

[257] En conséquence, la Régie juge que **la prévision de nouvelles ventes associées à un projet d'extension de réseau ne peut prendre pour acquis que 100 % des nouveaux clients raccordés vont consommer les mêmes volumes et donc, générer les mêmes revenus, durant 40 ans.**

[258] Pour l'instant **Énergir détient peu d'information sur le phénomène d'effritement de ses ventes.** Cependant, la Régie note que le Distributeur compile des données pour documenter la situation et qu'il a mis en place des mesures de maintien de la clientèle afin de freiner le phénomène.

[Souligné en caractère gras par nous]

7 - Le RTIEÉ retient de ces propos que l'évaluation de la rentabilité d'un projet d'extension de réseau continue toujours d'avoir à se fonder sur la meilleure prévision des coûts et revenus liés à cette extension sur une période de 40 ans, mais que l'évolution du contexte énergétique amène à poser des hypothèses conservatrices quant aux revenus prévus (et à certains coûts prévus, liés aux ventes) durant cette période de 40 ans.

8 - Le RTIEÉ est en accord avec le principe de poser, par défaut, certaines hypothèses conservatrices de prévisions des coûts et revenus d'une extension de

réseau sur 40 ans (sous réserve de nos recommandations ci-après quant à ces hypothèses conservatrices par défaut, par lesquelles nous différons d'Énergir). Nous soumettons de plus que les hypothèses ainsi posées, selon le RTIEÉ, ne doivent l'être que « par défaut » si des hypothèses plus précises ne sont pas disponibles. Ainsi Énergir pourra soumettre des hypothèses différentes, plus conservatrices ou moins conservatrices (ou la Régie, après avoir entendu les intervenants, pourra les lui imposer) selon les cas particuliers d'extensions de réseau qui seront examinés.

2.2 L'ANNÉE-CHARNIÈRE POUR LES HYPOTHÈSES CONSERVATRICES DE REVENUS (ET DE COÛTS DE SERVICE À LA CLIENTÈLE) ET LES AUTRES HYPOTHÈSES CONNEXES

9 - LA NOUVELLE RÈGLE PROPOSÉE PAR ÉNERGIR :

Nous comprenons que la proposition d'Énergir au présent dossier (ÉNERGIR, Dossier R-4213-2022, Phase 1, [Pièce B-0005, Energir-E, Document 1, le 17 novembre 2022](#)) ne remet pas en question la période d'évaluation de 40 ans mais pose l'hypothèse prévisionnelle conservatrice que, durant les années 21 à 40, les ventes seront de 0 m³ (et donc que le coût du service à la clientèle sera de 0\$) dans :

- a) les bâtiments résidentiels de 19 portes ou moins (ce qui correspond approximativement à une consommation de 15 000 m³ et moins annuellement),
- b) les bâtiments commerciaux consommant 15 000 m³ et moins annuellement; et
- c) les bâtiments institutionnels consommant 500 000 m³ et moins annuellement,

le long de l'extension de réseau (et donc que tous les consommateurs gaziers le long de l'extension de réseau auront alors abandonné le gaz et qu'aucun nouveau consommateur de gaz ne s'y ajoutera), le tout sauf si « le projet », au moment de l'évaluation de sa rentabilité, « *[fait] l'objet d'un engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie.* »

10 - Pour justifier de placer l'année charnière à la 21^e année, Énergir soumet trois motifs dans sa preuve ÉNERGIR, Dossier R-4213-2022, Phase 1, [Pièce B-0005, Energir-E, Document 1, le 17 novembre 2022](#), en pages 7-8 :

a) la durée de vie moyenne des équipements :

Selon l'Energy Information Administration (EIA) américaine, la durée de vie moyenne d'une fournaise au gaz naturel est entre 16 et 27 ans pour le secteur résidentiel (pour une moyenne de 21,5 ans) et de 23 ans pour le secteur commercial.² La période de projection des volumes pour les marchés visés a été établie à 20 ans pour refléter la durée de vie moyenne des équipements utilisés pour le chauffage au gaz naturel. Ainsi, il est anticipé qu'un client des marchés visés qui souscrit aujourd'hui à un contrat GNT consommera cette source d'énergie pour une période équivalente à la période durant laquelle ses équipements seront fonctionnels. Au moment du remplacement, dans approximativement 20 ans, **Énergir présume que ce client ne souhaitera pas ou ne pourra pas remplacer ses équipements pour une période supplémentaire de 20 ans.**

[Souligné en caractère gras par nous]

b) le prix du carbone et le coût des solutions alternatives :

Énergir considère que **le prix du carbone, dans 20 ans, risque de dissuader un client de réinstaller un appareil consommant du GNT lorsque l'installation initiale deviendra désuète, si ce client n'a pas initialement opté pour la biénergie ou le GNR.** En effet, un client pourrait ne pas souhaiter emplacer ses équipements au GNT en raison du prix du carbone à ce moment, ou de ses anticipations futures face à ce prix qui est appelé à grimper. Le client évaluera par ailleurs les solutions alternatives offertes sur le marché et leurs coûts d'acquisition et d'opération. Dans une perspective de mitigation des risques lors de l'évaluation de la rentabilité d'un projet dans chacun des marchés visés, Énergir se doit de considérer une hausse du prix carbone à long terme qui nuirait à la position concurrentielle des projets. Cette hausse du prix carbone pourrait être suffisamment importante, ou être anticipée comme telle par le client, au point où l'option du remplacement d'équipements consommant du GNT ne serait pas retenue par le client, qui délaisserait alors le réseau d'Énergir.

[Souligné en caractère gras par nous]

² Note infrapaginale dans la citation : <https://www.eia.gov/analysis/studies/buildings/equipcosts/>

et c) les nouvelles contraintes visant les énergies fossiles :

Un client des marchés visés pourrait aussi décider de délaisser ses équipements au GNT en raison des règlements ou directives en vigueur au moment du remplacement. Dans une perspective de mitigation des risques lors de l'évaluation de la rentabilité d'un projet dans un des marchés visés, Énergir se doit de considérer que différentes contraintes pourraient être établies pour ces marchés.

[Souligné en caractère gras par nous]

11 - Le RTIEÉ soumet respectueusement que l'hypothèse, par défaut, d'une date-charnière à la 21^e année (au-delà de laquelle l'on ne prévoirait pas de revenus ni de coûts de service à la clientèle par Énergir) est insuffisamment conservatrice et que cette date-charnière devrait plutôt être placée à la 16^e année. En effet :

a) la durée de vie moyenne des équipements :

Au dossier R-4169-2021, Phase 1, HQD et Énergir énoncent avoir posé l'hypothèse d'une durée de vie des équipements gaziers de 15 ans (et non de 20 ans) :

HQD-ÉNERGIR, DOSSIER R-4169-2019, PHASE 1, [PIÈCE B-0027, HQD-ÉNEEGIR-2, DOC. 1](#) :

QUESTION 10.6 DE LA RÉGIE À HQD-ÉNERGIR :

En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez préciser ou élaborer, le cas échéant, sur les points suivants :

- **La durée de vie des équipements de chauffe au gaz naturel;**
- *La durée de vie des équipements de chauffe électriques;*
- *La garantie pour les clients convertis dans les dernières années de l'Offre biénergie de bénéficier d'un tarif biénergie leur permettant d'utiliser leurs équipements en biénergie jusqu'à la fin de leur durée de vie ou du moins d'en récupérer le coût d'investissement;*
- *La garantie de chacun des deux distributeurs d'amortir le raccordement ou l'investissement en biénergie, notamment en ce qui a trait aux coûts de*

raccordement au gaz naturel de nouveaux bâtiments qui seraient « convertis » à la biénergie;

- Comment l'Offre biénergie s'inscrit dans une logique de Transition énergétique et de réduction des émissions de GES au-delà des horizons 2030 et 2041.

RÉPONSE 10.6 D'HQD-ÉNERGIR À LA RÉGIE :

Pour le besoin des présentes évaluations, **la durée de vie moyenne de tous les équipements de chauffage au gaz naturel et à l'électricité a été évaluée à 15 ans.** [...]

[Souligné en caractère gras par nous]

b) le prix du carbone et le coût des solutions alternatives :

Il semble imprudent de fixer aussi loin qu'à la 21^e année (donc à l'année 2043 ou au-delà) la date où le prix du carbone pourrait décourager la consommation non captive de gaz naturel. Ainsi, au dossier R-4194-2022, à la [Pièce B-0064, GI-20, Document 2, Plan Global en efficacité énergétique 2023-2024](#), au Tableau 14, Page 85, l'expert Dunsky indique déjà un prix potentiel de 742.51 \$/TCO₂eq dès 2040 :

Tableau 14: Prix du SPEDE selon les scénarios retenus

Prix moyen du SPEDE (CAD courants/tonne CO ₂ e)	2023	2030	2040	2050
Scénario de référence	32,28	97,00	192,60	382,44
Scénario net zéro	32,28	97,00	742,51	2 985,40

Ce prix potentiel est presque de 400% plus élevé que le scénario de référence du SPEDE. Nous considérons donc qu'il serait plus prudent, dès à présent, de fixer pas plus tard qu'à la 16^e année (plutôt qu'à la 21^e année) la date charnière conservatrice au-delà de laquelle l'on ne peut poser pour acquis que la consommation gazière se maintiendra.

et c) les nouvelles contraintes visant les énergies fossiles :

Enfin, il semble également imprudent de prévoir qu'ils s'écoulera encore 20 ans jusqu'à 2043 et au-delà avant que les politiques publiques décourageant la consommation gazière ne s'intensifient. Ici encore, il semblerait plus prudent de fixer cette prévision conservatrice à la 16^e année.

12 - Enfin, il nous semble qu'une baisse de la consommation gazière devrait être prévue à la même date charnière de la 16^e année, même dans les cas d'engagement ferme à la biénergie ou à l'achat volontaire de gaz de source renouvelable (GSR).

En effet, la durée de vie utile des équipements semble être la même (15 ans) et le risque de prix du carbone élevé dans 15 ans s'appliquerait similairement :

HQD-ÉNERGIR, DOSSIER R-4169-2019, PHASE 1, [PIÈCE B-0027, HQD-ÉNERGIR-2, DOC.1](#) :

RÉPONSE 10.6 D'HQD-ÉNERGIR À LA RÉGIE (EXTRAIT) :

*Il n'existe pas de garantie sur la rentabilité d'un branchement en biénergie, tout comme un branchement pour un usage de chauffe tout gaz. **Raccorder un client au gaz naturel comporte intrinsèquement et inévitablement une composante de risque, autant par rapport à la conversion de ses usages au gaz naturel (dans ce cas-ci à la biénergie), que pour l'arrêt complet de consommation. L'Offre n'est pas différente en soi que le raccordement d'un client au gaz naturel.** Il est même actuellement possible pour un nouveau client au gaz naturel d'opter, dès maintenant, pour la biénergie. Les Distributeurs rappellent que les méthodes d'évaluation de la rentabilité pour le raccordement de clients d'Énergir ont été convenues lors du dossier R-3867-2013, phase 3B.*

[Souligné en caractère gras par nous]

13 - Il se peut donc que l'hypothèse conservatrice d'Énergir, par défaut, de ne tenir compte que des revenus des ans 1 à 15 pour les petits clients résidentiels et CI

doive s'appliquer à la fois aux cas où il existerait un « *engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie* »

Cela nous apparaît d'autant plus approprié qu'il n'existera jamais, en principe, d'« *engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie* » de 40 ans. Tous les éventuels « engagements fermes » seront de beaucoup plus courte durée, ne dépassant pas, dans le plus long des cas, la durée de vie de 15 ans des équipements.

14 - Le RTIÉÉ soumet d'ailleurs que la Régie devrait poser dès à présent l'hypothèse conservatrice, aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets, que la totalité des nouveaux petits clients résidentiels et CI sur les extensions de réseaux seront des clients bi-énergie. La Régie aura l'occasion d'affirmer cette exigence lors de l'examen des plans de développement d'Énergir, notamment en Phase 2 du présent dossier R-4213-2022.

Par ailleurs, Énergir a raison de considérer le revenu lui provenant de la **Contribution GES reçue d'Hydro-Québec Distribution (HQD)** en cas d'« *engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie* », mais elle devrait également inclure une prévision raisonnable d'un tel revenu même au cas où serait rejetée notre recommandation ci-dessus que la totalité des nouveaux petits clients résidentiels et CI sur les extensions de réseaux seront des clients bi-énergie. En effet, il serait absolument illogique de ne prévoir aucune conversion à la bi-énergie lorsqu'aucun engagement ferme n'avait encore été pris le jour de l'évaluation de la rentabilité. La position d'Énergir sur le sujet nous apparaît en effet insuffisante dans sa réponse 1.1.7 au RTIÉÉ ([Pièce B-0029, Energir-F, Document 6](#)) :

QUESTION 1.1.7 DU RTIÉÉ À ÉNERGIR

Comment tenez-vous compte des revenus d'Hydro-Québec Distribution en vertu de sa Contribution GES à Énergir pour la biénergie :

- Pour les projets qui, au moment de l'évaluation de leur rentabilité, font déjà l'objet d'un engagement ferme à installer un système biénergie,
- Pour les projets qui, au moment de l'évaluation de leur rentabilité, ne font pas encore l'objet d'un engagement ferme à installer un système biénergie (mais qui sont donc susceptibles d'installer la biénergie un peu plus tard, à l'intérieur de la période d'évaluation).

RÉPONSE 1.1.7 D'ÉNERGIR AU RTIEÉ

Sans engagement ferme à installer un système biénergie au moment de l'évaluation de la rentabilité, Énergir ne considérera pas la Contribution GES. Avec un engagement ferme à installer un système biénergie, Énergir considérera la Contribution GES comme un revenu. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 1.7 de la demande de renseignements no 1 de la Régie (Énergir-F, Document 1).

[Souligné en caractère gras par nous]

15 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous logeons la recommandation suivante :

RECOMMANDATION RTIEÉ NO. 1-2-1

LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS D'EXTENSION DE RÉSEAU

Le RTIEÉ est en accord avec le **principe de poser, par défaut, certaines hypothèses conservatrices de prévisions des coûts et revenus d'une extension de réseau sur 40 ans** (sous réserve de nos recommandations ci-après quant à ces hypothèses conservatrices par défaut, par lesquelles nous différons d'Énergir). Nous soumettons de plus que les hypothèses ainsi posées, selon le RTIEÉ, **ne doivent l'être que « par défaut »** si des hypothèses plus précises ne sont pas disponibles. Ainsi Énergir pourra soumettre des hypothèses différentes, plus conservatrices ou moins conservatrices (ou la Régie, après avoir entendu les intervenants, pourra les lui imposer) selon les cas particuliers d'extensions de réseau qui seront examinés.

Mais le RTIEÉ soumet respectueusement que l'hypothèse, par défaut, d'une date charnière à la 21^e année (au-delà de laquelle l'on ne prévoirait pas de revenus ni de coûts de service à la clientèle par Énergir) **est insuffisamment conservatrice et que cette date charnière devrait plutôt être placée à la 16^e année.** En effet, tant a) la durée de vie moyenne des équipements que b) des prévisions raisonnables du prix du carbone et du coût des solutions alternatives et c) des nouvelles contraintes visant les énergies fossiles amènent plutôt à recommander une année-charnière conservatrice, par défaut, à la 16^e année.

Pièce RTIEÉ-1 - Document 1

Méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau et critères de garanties additionnelles

Jean Schiettekatte, analyste, André Bélisle, analyste, Dominique Neuman, LL.B., Procureur
Préparé pour le Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)

Enfin, il nous semble qu'une baisse de la consommation gazière devrait être prévue à la même date charnière de la 16^e année, même dans les cas d'engagement ferme à la biénergie ou à l'achat volontaire de gaz de source renouvelable (GSR). En effet, la durée de vie utile des équipements semble être la même (15 ans) et le risque de prix du carbone élevé dans 15 ans s'appliquerait similairement.

Il se peut donc que l'hypothèse conservatrice d'Énergir, par défaut, de ne tenir compte que des revenus des ans 1 à 15 pour les petits clients résidentiels et CI doive **s'appliquer aussi aux cas où il existerait un « engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie »**. Cela nous apparaît d'autant plus approprié qu'il **n'existera jamais, en principe, d'« engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie » de 40 ans**. Tous les éventuels « engagements fermes » seront de beaucoup plus courte durée, ne dépassant pas, dans le plus long des cas, la durée de vie de 15 ans des équipements.

Le RTIEÉ soumet d'ailleurs que la Régie devrait poser dès à présent l'hypothèse conservatrice, aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets, **que la totalité des nouveaux petits clients résidentiels et CI sur les extensions de réseaux seront des clients bi-énergie**. La Régie aura aussi l'occasion d'affirmer cette exigence lors de l'examen des plans de développement d'Énergir, notamment en Phase 2 du présent dossier R-4213-2022.

Énergir a raison de considérer le revenu lui provenant de la Contribution GES reçue d'Hydro-Québec Distribution (HQD) en cas d'« engagement ferme à consommer une quantité minimale de GNR ou d'un engagement à installer un système biénergie », mais elle devrait également inclure une prévision raisonnable d'un tel revenu même au cas où serait rejetée notre recommandation ci-dessus que la totalité des nouveaux petits clients résidentiels et CI sur les extensions de réseaux seront des clients bi-énergie. En effet, il serait absolument illogique de ne prévoir aucune conversion à la bi-énergie lorsqu'aucun engagement ferme n'avait encore été pris le jour de l'évaluation de la rentabilité.

3

LES CRITÈRES DE GARANTIES ADDITIONNELLES

16 - Énergir, dans sa [Pièce B-0006, Energir-E, Document 2, le 17 novembre 2022](#), en conclusion dans sa page 6 soumet « *que la rentabilité d'un projet d'extension de réseau supérieur au seuil et l'appréciation du risque financier que le projet pose à moyen et long termes devraient se faire dans le cadre de l'examen du projet à la Régie, que le projet présente ou non des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel. [...]* Finalement, Énergir souligne qu'elle dispose d'outils réglementaires pertinents et qu'elle les utilisera à bon escient pour réduire les risques inhérents à tout projet d'extension de réseau. De même, Énergir tentera de saisir, lorsque possible, les opportunités de négocier des garanties financières additionnelles avec des tiers volontaires. ».

17 - Le RTIEÉ est en accord avec cette position d'Énergir, de sorte qu'il ne lui est pas nécessaire de « *présenter une proposition intégrant des critères de garanties additionnelles aux projets d'extension de réseau, supérieurs au seuil, possédant des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel [...], afin d'assurer la rentabilité et la viabilité de tels projets à moyen et à long termes* » comme cela a été antérieurement anticipé dans la [Décision D-2022-098](#), au paragraphe 94.

18 - Énergir a fourni la précision additionnelle suivante en réponse 1.2.2 au RTIEÉ ([Pièce B-0029, Energir-F, Document 6](#)), quant à d'éventuelles garanties additionnelles si l'extension de réseau pourrait permettre l'injection de GSR :

QUESTION 1.2.2. DU RTIÉÉ À ÉNERGIR

Dans le cas où les extensions permettraient l'injection de GSR, les « garanties additionnelles » pourraient-elle être partagées ou assumées par le producteur de GSR injecteur ? Veuillez élaborer.

RÉPONSE 1.2.2 D'ÉNERGIR AU RTIÉÉ

Cela dépendrait du projet et des garanties additionnelles retenues.

[Souligné en caractère gras par nous]

19 - *(Il est à noter, pour information, que nous avons déjà recommandé antérieurement (SÉ-AQLPA) au Dossier R-3867-2013, Phase 2, Volet coûts marginaux FTÉ de raccordement, que, si une extension de réseau est de nature à permettre le raccordement à des points d'injection de GSR, l'on devrait tenir compte, dans l'évaluation de sa rentabilité, à la fois des revenus d'injection et, dans l'évaluation des coûts marginaux de fourniture, transport et équilibrage (FTÉ) liés à ce raccordement, du coût moindre en transport et équilibrage résultant du fait que des volumes de GNR requis par le gouvernement seront approvisionnés en franchise plutôt qu'importés.)*

20 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous logeons la recommandation suivante :

RECOMMANDATION RTIEÉ NO. 1-3-1

LES CRITÈRES DE GARANTIES ADDITIONNELLES

Énergir, dans sa [Pièce B-0006, Energir-E, Document 2, le 17 novembre 2022](#), en conclusion dans sa page 6 soumet « *que la rentabilité d'un projet d'extension de réseau supérieur au seuil et l'appréciation du risque financier que le projet pose à moyen et long termes devraient se faire dans le cadre de l'examen du projet à la Régie, que le projet présente ou non des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel. [...] Finalement, Énergir souligne qu'elle dispose d'outils réglementaires pertinents et qu'elle les utilisera à bon escient pour réduire les risques inhérents à tout projet d'extension de réseau. De même, Énergir tentera de saisir, lorsque possible, les opportunités de négocier des garanties financières additionnelles avec des tiers volontaires.* ».

Le RTIEÉ est en accord avec cette position d'Énergir, de sorte qu'il ne lui est pas nécessaire de « *présenter une proposition intégrant des critères de garanties additionnelles aux projets d'extension de réseau, supérieurs au seuil, possédant des caractéristiques particulières qui exigent un traitement exceptionnel [...], afin d'assurer la rentabilité et la viabilité de tels projets à moyen et à long termes* » comme cela a été antérieurement anticipé dans la [Décision D-2022-098](#), au paragraphe 94.

Énergir a fourni, comme précision additionnelle suivante en réponse 1.2.2 au RTIEÉ ([Pièce B-0029, Energir-F, Document 6](#)), que la possibilité que des « garanties additionnelles » soient partagées ou assumées par un producteur de GSR injecteur sur le tronçon raccordé « *dépendrait du projet et des garanties additionnelles retenues* ».

(Il est à noter, pour information, que nous avons déjà recommandé antérieurement (SÉ-AQLPA) au Dossier R-3867-2013, Phase 2, Volet coûts marginaux FTÉ de raccordement, que, si une extension de réseau est de nature à permettre le raccordement à des points d'injection de GSR, l'on devrait tenir compte, dans l'évaluation de sa rentabilité, à la fois des revenus d'injection et, dans l'évaluation des coûts marginaux de fourniture, transport et équilibrage (FTÉ) liés à ce raccordement, du coût moindre en transport et équilibrage résultant du fait que des volumes de GNR requis par le gouvernement seront approvisionnés en franchise plutôt qu'importés.)

4

CONCLUSION

21 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver les recommandations énoncées au présent mémoire, lesquelles sont également reproduites au sommaire.
