

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'AUTORISATION POUR RÉALISER UN PROJET VISANT À ÉVALUER
L'INTERCHANGEABILITÉ DE L'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU D'ÉNERGIR**

COMPTABILISATION DES COÛTS DU PROJET

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0023](#), p. 23 à 26, R-5.2;
 - (ii) *Financial Accounting Standards Board, Statement of Financial Accounting Concepts No. 6, Elements of Financial Statements*, par. 23, 48, 174 et 175 ([URL](#));
 - (iii) Pièce [B-0023](#), p. 6, R-1.7;
 - (iv) Pièce [B-0023](#), p. 13, R-3.1;
 - (v) Pièce [B-0023](#), p. 15, R-3.3;
 - (vi) Pièce [B-0023](#), p. 20 et 21, R-4.5;
 - (vii) Pièce [D-0009](#), p. 9 et 10;
 - (viii) Pièce [B-0023](#), p. 10, R-2.5;
 - (ix) Pièce [B-0015](#), p. 8, l. 18 à 26;
 - (x) Pièce [B-0023](#), p. 23, R-5.1.

Préambule :

(i) « Les coûts reliés au Projet ont été catégorisés selon leur nature en respectant les critères de capitalisation des normes US GAAP :

- les sommes investies qui rencontrent les critères de capitalisation (capex); et
- les frais d'exploitation (opex).

[...]

En résumé, les trois critères suivants doivent être respectés afin de répondre à la définition d'un actif :

- (a) Procurer des avantages économiques futurs;
- (b) Être sous le contrôle de l'entité (contrôle des avantages);
- (c) Augmenter le potentiel de service.

[...]

Ainsi, tout comme les investissements qui répondent à la définition d'un actif et qui sont nécessaires dans le cadre de la stratégie de gestion des actifs du distributeur (R-4151-2021, B-0044, Énergir-L,

Document 3, pages 11-12), une partie des coûts du Projet qui est nécessaire à la réalisation des tests à la tolérance de l'hydrogène sera investie afin de s'assurer de la sécurité et de la pérennité du réseau gazier existant d'Énergir dans l'éventualité où de l'hydrogène se retrouverait mélangé au gaz naturel livré en franchise. Par ce Projet, Énergir s'assure de générer des avantages économiques futurs, soit de générer des revenus de distribution de gaz naturel, en s'assurant d'une distribution fiable et sécuritaire du gaz naturel à sa clientèle.

De plus, comme mentionné en référence (i), les postes d'injections mobiles et les conduites associées seront réutilisés et/ou relocalisés à la fin du Projet. Une partie significative des sommes investies dans le Projet servira donc à créer une ressource tangible qui procurera des avantages économiques futurs. À titre d'exemple, le poste d'injection à l'ETG sera éventuellement réutilisé pour la formation.

[...]

» [nous soulignons]

(ii) « **Definition, Recognition, Measurement, and Display**

[...]

23. *Definitions of elements of financial statements are a significant first screen in determining the content of financial statements. An item's having the essential characteristics of one of the elements is a necessary but not a sufficient condition for formally recognizing the item in the entity's financial statements. To be included in a particular set of financial statements, an item must not only qualify under the definition of an element but also must meet criteria for recognition and have a relevant attribute (or surrogate for it) that is capable of reasonably reliable measurement or estimate.*^[note de bas de page omise] *Thus, some items that meet the definitions may have to be excluded from formal incorporation in financial statements because of recognition or measurement considerations (paragraphs 44–48) ».*

[...]

Effects of Uncertainty

[...]

48. *All practical financial accounting and reporting models have limitations. The preceding paragraphs describe one limit that may affect various models — how recognition or measurement considerations stemming from uncertainty may result in not recognizing as assets or liabilities some items that qualify as such under the definitions or may result in postponing recognition of some assets or liabilities until their existence becomes more probable or their measures become more reliable.*

[...]

Characteristics of Assets

[...]

Future Economic Benefits

[...]

174. To assess whether a particular item constitutes an asset of a particular entity at a particular time requires at least two considerations in addition to the general kinds of evidence just described : (a) whether the item obtained by the entity embodied future economic benefit in the first place and (b) whether all or any of the future economic benefit to the entity remains at the time of assessment.

175. Uncertainty about business and economic outcomes often clouds whether or not particular items that might be assets have the capacity to provide future economic benefits to the entity (paragraphs 44–48), sometimes precluding their recognition as assets. The kinds of items that may be recognized as expenses or losses rather than as assets because of uncertainty are some in which management's intent in taking certain steps or initiating certain transactions is clearly to acquire or enhance future economic benefits available to the entity. For example, business enterprises engage in research and development activities, advertise, develop markets, open new branches or divisions, and the like, and spend significant funds to do so. The uncertainty is not about the intent to increase future economic benefits but about whether and, if so, to what extent they succeeded in doing so. Certain expenditures for research and development, advertising, training, start-up and preoperating activities, development stage enterprises, relocation or rearrangement, and goodwill are examples of the kinds of items for which assessments of future economic benefits may be especially uncertain ».

(iii) « [...]

Selon les résultats des tests prévus, qui ne se veulent pas exhaustifs à ce stade-ci, Énergir déterminera ceux qu'elle devra entreprendre ultérieurement. La solution des postes mobiles permettra de procéder à des validations techniques sur d'autres composantes du réseau et d'autres appareils des clients sans investissement additionnel important ».

(iv) « [...]

Aucun test n'est prévu pour ces infrastructures dans le cadre du Projet, car il se concentre sur le réseau de distribution et les appareils ».

(v) « [...]

Étant donné que la production de vapeur représente l'usage du gaz naturel le plus important dans le marché industriel (près de 50 % des volumes y étant destinés), Énergir a fait le choix d'évaluer

Projet visant à évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans le réseau, R-4165-2021

les impacts sur une chaudière à vapeur industrielle. Le Projet ne permettra donc pas d'identifier tous les enjeux liés à la présence d'hydrogène dans les autres procédés industriels. Des évaluations spécifiques aux divers procédés devront être menées ultérieurement ».

(vi) Énergir décrit deux projets complémentaires sur lesquels elle travaille pour bonifier ses connaissances sur l'hydrogène.

(vii) « *Par ailleurs, le ROÉÉ souligne qu'il importe de considérer le taux d'hydrogène qui pourrait réalistement être infusé, à terme, dans le réseau d'Énergir. Pour ce faire, nous soumettons à la Régie l'hypothèse suivante :*

- *Le Plan pour une économie verte avance l'objectif d'une injection de 10 % de GNR dans le réseau d'Énergir en 2030;*
- *Selon les perspectives actuelles, 50 % de ce GNR proviendrait du Québec, dont 1 % serait issu d'un procédé de méthanisation;*
- *Advenant que ce GNR contienne 5 % d'hydrogène, il en résulterait une concentration de moins de 0,0001 % d'hydrogène dans le réseau d'Énergir.*

À une telle concentration, il nous semble inutile de procéder à de tels tests ». [note de bas de page omise], [nous soulignons]

(viii) « *Des procédés de production de GNR de 2^e et 3^e génération résulte un surplus d'hydrogène associé à la production de méthane. Comme expliqué par Énergir dans sa preuve complémentaire, bien que la séparation de l'hydrogène et du méthane soit possible, il pourrait être avantageux pour la clientèle qu'Énergir réduise le recours à des processus de séparation de l'hydrogène. Les technologies de production de 2^e et 3^e génération étant encore à des stades de développement limités, Énergir n'est pas en mesure de fournir d'estimation du pourcentage de résidus d'hydrogène qui sera contenu dans le GNR issu de ces procédés* ». [note de bas de page omise], [nous soulignons]

(ix) « *Par ailleurs, Énergir souhaite se préparer à l'arrivée de GNR de 2^e et 3^e génération qui contiendra des résidus d'hydrogène en plus grande proportion afin de lui permettre de remplir les obligations qui lui incombent au niveau des quantités minimales de GNR devant être livrées à travers son réseau gazier. Le processus visant à réduire l'hydrogène résiduel du GNR de 2^e et 3^e génération, afin qu'il soit conforme aux normes actuelles, engendrera des coûts additionnels ayant un impact sur le prix d'achat du GNR. Ce coût supplémentaire de fourniture étant transféré à la clientèle, il est au bénéfice de celle-ci qu'Énergir valide la capacité des différents éléments du réseau à accepter une plus grande proportion d'hydrogène dans le GNR, minimisant ainsi les coûts liés au processus d'élimination de l'hydrogène résiduel.* » [note de bas de page omise]

(x) Dans sa question 5.1, la Régie demandait à Énergir de décrire les utilisations futures des postes d'injection. Elle lui demandait de préciser l'année prévue pour la remise en service des postes d'injection ainsi qu'une estimation de leur durée d'utilisation.

En réponse à cette question, Énergir mentionne qu'elle n'a pas établi une stratégie à long terme quant au rôle de l'hydrogène dans ses approvisionnements gaziers. Elle décrit trois utilisations possibles pour les postes d'injection et explique que leur utilisation dépendra de facteurs comme l'évolution et les coûts des technologies, le cadre juridique et réglementaire, la disponibilité et les coûts de l'approvisionnement de même que les résultats des tests réalisés dans le cadre du Projet. Énergir mentionne également ce qui suit:

« *Il est toutefois clair que le caractère mobile de ceux-ci offrira une flexibilité à Énergir advenant la nécessité d'entamer de nouvelles séries de tests, de les utiliser comme équipement de formation à l'ÉTG ou, le cas échéant, de procéder à de l'injection d'un mélange d'hydrogène et de gaz naturel dans le réseau.* » [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 En vous référant à (i), veuillez confirmer que la catégorisation des coûts du Projet « *selon leur nature en respectant les critères de capitalisation des normes US GAAP* » serait la même si le Projet était réalisé par une entité non réglementée. Au besoin, veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir confirme que la catégorisation des coûts du Projet « *selon leur nature en respectant les critères de capitalisation des normes US GAAP* » serait la même si le Projet était réalisé par une entité non réglementée, *toutes choses étant égales par ailleurs*. Ceci sous-entend que l'entité non réglementée doit avoir un réseau gazier propre à elle et doit s'assurer d'une gestion préventive de l'intégrité de son réseau.

- 1.2 En vous référant à (i), veuillez indiquer si la catégorisation des dépenses du Projet « *selon leur nature en respectant les critères de capitalisation des normes US GAAP* » tient compte des exigences énoncées aux paragraphes 23, 48, 174 et 175 de la référence (ii).

Dans votre réponse :

- Veuillez indiquer si les exigences énoncées aux paragraphes 23, 48, 174 et 175 de la référence (ii) sont les mêmes pour les entités réglementées et non réglementées. Veuillez préciser comment ces exigences s'appliquent à Énergir dans le cas du présent Projet.
- Veuillez confirmer que ces exigences impliquent qu'Énergir doit périodiquement quantifier les bénéfices économiques futurs liés à l'actif qu'elle reconnaît dans ses états financiers. Veuillez élaborer.
- En vous référant à (ii) et à la situation hypothétique suivante :
 - La Régie approuve la demande d'Énergir tel que déposée dans le présent dossier;

- L'évolution du coût des technologies, de la disponibilité et du coût des approvisionnements et du cadre réglementaire et juridique font en sorte que le pourcentage d'hydrogène dans le gaz naturel livré aux clients d'Énergir en 2030 est négligeable.

Veillez expliquer quels seraient les impacts sur le traitement comptable des coûts du Projet qui auraient été intégrés dans la base de tarification selon la demande d'Énergir ainsi que les impacts sur les tarifs. Veillez chiffrer ces impacts.

Réponse :

Énergir confirme que les exigences énoncées aux paragraphes 23, 48, 174 et 175 de la référence (ii) sont les mêmes pour les entités réglementées et non réglementées. Pendant et à la suite du projet, Énergir contrôlera deux actifs mobiles qui seront assurément utilisés, par exemple pour de la formation à l'école de technologie gazière (l'ÉTG) ou pour faire d'autres tests, et ce, sans coûts significatifs additionnels. La formation et les tests additionnels permettront d'assurer une saine gestion du réseau gazier d'Énergir et, par le fait même, de générer des avantages économiques futurs, en générant des revenus de distribution de gaz naturel et en s'assurant d'une distribution fiable et sécuritaire à sa clientèle. L'incertitude, ou plutôt l'ambiguïté entourant les postes d'injection mobiles n'est nullement reliée à l'assurance de leurs utilisations ultérieures, mais plutôt à l'élaboration d'une liste précise et détaillée, qui inclut toutes les utilisations possibles ainsi que les échéanciers.

Régulièrement, Énergir évalue le potentiel de service de tous ses actifs et procède, au besoin, à une dévaluation de certains actifs si aucun bénéfice futur ne peut être anticipé. Advenant une décision favorable de la Régie, et à la suite du Projet, les deux postes d'injection seront inclus dans cette évaluation.

Advenant l'impossibilité d'utiliser ces deux actifs au-delà de 2030, Énergir ne serait plus en mesure de quantifier des bénéfices économiques futurs en lien avec les deux postes mobiles lors de son évaluation périodique du potentiel de service de ses actifs. Énergir procéderait alors à leur radiation dans ses états financiers puisque les actifs ne seraient pas complètement amortis. Une perte sur disposition d'actifs des deux postes, évaluée à 2,6 M\$, serait comptabilisée et affecterait les tarifs des clients selon le traitement autorisé par la Régie au dossier tarifaire approprié.

- 1.3 En vous référant aux réponses aux questions précédentes, veuillez indiquer les autres exigences/normes des US GAAP applicables à un actif autres que celles du *Statement of Financial Accounting Concepts No. 6, Elements of Financial Statements*. Veuillez déposer ces exigences et/ou normes.

Réponse :

Énergir s'est également appuyée sur le chapitre portant sur les *Immobilisations, ASC 360-10, Property, Plant, and Equipment-Overall*, des principes comptables généralement reconnus

des États-Unis (US GAAP) afin de déterminer la comptabilisation des postes d'injection à titre d'actif. Énergir réfère la Régie à la norme suivante :

[...]

« Property, plant, and equipment typically consist of long-lived tangible assets used to create and distribute an entity's products and services and include:

- a. Land and land improvements*
- b. Buildings*
- c. Machinery and equipment*
- d. Furniture and fixtures¹ »*

[...]

« [T]he historical cost of acquiring an asset includes the costs necessarily incurred to bring it to the condition and location necessary for its intended use². »

[...]

« The term activities is to be construed broadly. It encompasses physical construction of the asset. In addition, it includes all the steps required to prepare the asset for its intended use. For example, it includes administrative and technical activities during the preconstruction stage, such as the development of plans or the process of obtaining permits from governmental authorities. It also includes activities undertaken after construction has begun in order to overcome unforeseen obstacles, such as technical problems, labor disputes, or litigation³. »

[...]

À la lumière de l'extrait de la norme comptable ASC 360-10-05-3, Énergir soumet que les coûts du Projet qui ont été catégorisés comme dépenses capitalisables répondent à la définition d'un actif. Les postes d'injection consisteront en des actifs tangibles avec une durée de vie qui permettra à Énergir de s'assurer de la résilience et de la sécurité de son réseau gazier.

De plus, Énergir soumet que les montants considérés dans les coûts du Projet qui ont été catégorisés comme dépenses capitalisables répondent aux extraits des normes comptables ASC 360-10-30-1 et ASC 360-10-20. Comme Énergir l'a mentionné dans la réponse à la demande de renseignements n° 1 de la Régie (B-0023, Énergir-2, Document 1, page 25), les dépenses capitalisables sont constituées des sommes qui seront investies dans les postes

¹ ASC 360-10-05-3.

² ASC 360-10-30-1.

³ ASC 360-10-20.

d'injection mobiles et dans les conduites, ainsi que tous les coûts engagés pour amener ces actifs à l'endroit et dans l'état nécessaire à leur utilisation.

1.4 La Régie s'interroge sur la reconnaissance des bénéfices économiques futurs du Projet car selon la preuve, des tests ultérieurs semblent requis pour apporter une réponse définitive à la question de l'utilisation sécuritaire de l'hydrogène dans le réseau gazier d'Énergir (réseau de distribution, équipements de ses clients, réseau de transmission et sites d'emmagasinement d'Intragaz (références (iii), (iv), (v) et (vi)).

- Compte tenu des observations énoncées ci-dessus, veuillez expliquer si les coûts du Projet catégorisés à titre d'actif respecteraient l'ensemble des exigences/normes des US GAAP à l'égard d'un actif, dont notamment celles identifiées à la référence (ii), et ce pour chacune des deux situations suivantes :
 - Le Projet est réalisé par une entité non réglementée;
 - Le Projet est réalisé par Énergir à titre d'activité réglementée.
- Veuillez élaborer quant à la possibilité qu'un actif soit considéré comme étant prudemment acquis, si au terme de sa réalisation, d'autres dépenses sont requises afin qu'il puisse servir aux fins pour lesquels il a été réalisé.

Réponse :

D'abord, Énergir tient à préciser que le critère de la reconnaissance des bénéfices économiques futurs qui doit être respecté afin de répondre à la définition d'un actif est lié à l'actif associé au Projet, plutôt qu'au Projet lui-même. Conséquemment, dans le cas du Projet visant à évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans le réseau gazier d'Énergir, la reconnaissance des bénéfices économiques futurs doit être associée aux deux postes d'injection mobiles.

Énergir réfère la Régie aux réponses aux questions 1.1 et 1.2 pour la première partie de la question.

En ce qui concerne la deuxième partie de la question, l'actif est considéré comme prudemment acquis, car au terme de sa réalisation, Énergir prévoit s'en servir pour de la formation et/ou procéder à des validations techniques sur d'autres composantes du réseau et d'autres appareils, et ce, sans investissement additionnel important ou à faibles coûts, étant donné que les postes mobiles du Projet seraient disponibles pour réaliser ces tests additionnels. Cette situation pourrait s'apparenter à certains investissements effectués à la flotte de véhicules d'Énergir. En effet, il arrive qu'au lieu de remplacer un véhicule, Énergir procède à son reconditionnement : ces coûts s'ajoutent donc à la valeur de l'actif initial.

- 1.5 En lien avec de potentiels enjeux de sécurité liés à la proportion d'hydrogène dans les premiers projets de GNR de 2^e et 3^e génération, la Régie constate que, selon l'estimation fournie par le ROEÉ pour cette proportion en 2030, les tests visés par le Projet seraient rendus caducs (référence (vii)). Or, Énergir ne s'est pas prononcée quant à cette estimation et indique ne pas être en mesure de fournir une estimation pour cette proportion (référence (viii)). Elle note également qu'advenant la présence d'hydrogène dans ces procédés, il serait possible de la séparer du méthane (référence (viii)). Énergir ne présente pas d'évaluation économique des avantages de la solution proposée, à savoir, de se préparer pour l'arrivée éventuelle de l'hydrogène plutôt que de le séparer du méthane (références (viii) et (ix)).
- Compte tenu des observations énoncées ci-dessus, veuillez expliquer si les coûts du Projet catégorisés à titre d'actif respecteraient l'ensemble des exigences/normes des US GAAP à l'égard d'un actif, dont notamment celles identifiées à la référence (ii), et ce pour chacune des deux situations suivantes :
 - Le Projet est réalisé par une entité non réglementée;
 - Le Projet est réalisé par Énergir à titre d'activité réglementée.

Réponse :

À la réponse à la question 2.6 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie (B-0023, Énergir-2, Document 1), Énergir mentionne que l'hydrogène résiduel provenant d'injection de GNR de 2^e et 3^e générations ne sera pas uniformément diffusé dans le réseau de distribution, mais bien présent à de plus grandes concentrations près des lieux d'injection. Il est donc pertinent et important de déterminer l'interchangeabilité d'un mélange d'hydrogène et de gaz naturel à différentes concentrations à l'aide des tests prévus dans le Projet.

Relativement à l'évaluation économique comparant la préparation pour l'arrivée éventuelle de l'hydrogène résiduel du GNR de 2^e et 3^e générations à la séparation ou la filtration de celui-ci, Énergir soumet qu'il importe avant tout de savoir s'il est possible d'en accepter une certaine concentration dans le mélange de gaz naturel sans affecter l'interchangeabilité. Afin d'être en mesure de procéder à une telle évaluation économique, il importe d'identifier les limites supérieures de concentration pouvant être tolérées.

Compte tenu des considérations ci-dessus, Énergir maintient que les coûts du Projet catégorisés à titre d'actif respecteraient l'ensemble des exigences/normes des US GAAP à l'égard d'un actif. Veuillez vous référer aux réponses aux questions 1.1 et 1.2.

- 1.6 Compte tenu de la réponse d'Énergir à la question 5.1 relatés à la référence (x), veuillez expliquer si les coûts du Projet catégorisés à titre d'actif respecteraient l'ensemble des exigences/normes des US GAAP à l'égard d'un actif, dont notamment celles identifiées à la référence (ii), et ce pour chacune des deux situations suivantes :

- Le Projet est réalisé par une entité non réglementée;
- Le Projet est réalisé par Énergir à titre d'activité réglementée.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 1.2.

1.7 En vous référant à (i), sous l'hypothèse que la Régie approuvait la demande d'Énergir tel que déposée, veuillez préciser la période d'amortissement pour les composantes suivantes :

- Postes d'injections mobiles;
- Matériaux – tuyauterie;
- Matériaux – électrique & instrumentation;
- Équipements analytiques;
- Coûts de la main-d'œuvre interne;
- Inspection spécialisée des postes;
- Odorisation.

Dans votre réponse, veuillez indiquer comment l'amortissement respecterait le principe du rapprochement des revenus et des charges et ce, compte tenu des observations et préoccupations de la Régie mentionnées aux questions 1.4 à 1.6 ainsi qu'aux réponses à celles-ci.

Réponse :

Jusqu'à ce qu'une étude des taux soit réalisée pour ce nouvel actif que serait le poste d'injection, Énergir utiliserait une période d'amortissement de 20 ans pour les investissements en lien avec le poste d'injection, soit les postes d'injection mobiles, les matériaux, les équipements analytiques, la main-d'œuvre, l'inspection spécialisée des postes et l'odorisation. Comme les postes d'injection seraient situés en aval des postes de mesurage de l'ÉTG et d'Énergir chaleur et climatisation urbaine (ÉCCU) et que la durée de vie d'un poste de mesurage est d'environ 20 ans, Énergir juge approprié et prudent d'utiliser la même durée de vie qu'un poste de mesurage. Veuillez vous référer à la pièce B-0005, Énergir-1, Document 1, page 14.

Concernant les investissements en tuyauterie (conduite) et la main-d'œuvre qui y serait reliée, la valeur de ces nouveaux actifs serait intégrée à la catégorie d'actifs « conduite acier » dont Énergir dispose et serait amortie avec ce pool d'actifs sur une durée évaluée à 30,75 années, selon la plus récente étude des taux.

Au même titre que tous les autres actifs d'Énergir, la dépense d'amortissement annuelle reliée à ces nouveaux actifs sera rapprochée des revenus de distribution qui constituent les

avantages économiques reliés à ces actifs. Comme décrit à la réponse à la question 1.2, advenant le cas où Énergir n'était plus en mesure de quantifier des bénéfices économiques futurs (revenus) en lien avec les deux postes mobiles, ces derniers seraient radiés des états financiers. De ce fait, il n'y aurait plus de charge d'amortissement reliée à ces actifs et le principe comptable du rapprochement des produits et des charges serait respecté.

1.8 En vous référant aux observations et préoccupations de la Régie mentionnées aux questions 1.1 à 1.7 ainsi qu'aux réponses à celles-ci et sous l'hypothèse que la Régie n'autorisait pas la demande d'Énergir en vertu de l'article 73 de la Loi, veuillez commenter les avantages et les inconvénients reliés aux situations suivantes :

- Les coûts du Projet seraient comptabilisés comme des dépenses et intégrés au revenu requis de chaque année tarifaire selon l'année pendant laquelle il est prévu qu'ils soient encourus. L'écart entre les dépenses réelles et prévues serait récupéré dans le revenu requis de l'année suivante augmenté de l'intérêt sur cet écart calculé au coût moyen pondéré du capital en vigueur. Un compte de frais reportés (CFR) hors base serait créé à cet effet ;
- Les dépenses du Projet relatives aux postes d'injection seraient portées dans un CFR hors base, créées à la suite d'une décision de la Régie dans le cadre du présent dossier, portant intérêt au coût moyen pondéré du capital en vigueur :
 - seraient amorties sur une période d'un an dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023.
 - seraient amorties sur une période à déterminer dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023 afin d'éviter un choc tarifaire pour la clientèle.

Réponse :

Pour le premier scénario, Énergir soumet que selon les échéanciers du Projet, les coûts ne pourraient être comptabilisés comme dépenses et intégrés au revenu requis de chaque année tarifaire selon l'année pendant laquelle il est prévu qu'ils soient encourus. En effet, une part importante des coûts du Projet se matérialiseront au cours de l'exercice financier 2021-2022. Comme la Cause tarifaire 2021-2022 sera scellée sous peu, à la suite de l'approbation imminente de la Régie, les coûts prévus du Projet en 2021-2022 ne pourraient être récupérés dans le revenu requis de l'année tarifaire de cette même année. Énergir soumet que le scénario, tel que proposé par la Régie, ne semble pas concrètement applicable. Les coûts du Projet devraient être comptabilisés dans un CFR hors base de tarification, portant intérêt au coût moyen pondéré du capital. Ces coûts cumulés dans un CFR seraient récupérés dans la Cause tarifaire 2022-2023, en même temps que les coûts prévus être encourus au cours de l'exercice financier 2022-2023. Selon ce scénario, pratiquement tous les coûts du Projet seraient récupérés au cours de l'exercice financier 2022-2023, à l'exception de l'écart entre les dépenses réelles et prévues de l'exercice financier 2022-2023, plus intérêts, qui serait

recupéré dans le revenu requis de l'exercice financier 2023-2024. Ce scénario pourrait alimenter la hausse des tarifs au cours de l'exercice financier 2022-2023, puisque la grande majorité des investissements reliés au Projet serait amortie au cours de la même année.

La résultante du premier scénario avancé par la Régie semble la même que celle du deuxième scénario, à la différence près que le premier scénario vise tous les coûts du Projet, alors que le deuxième scénario considère uniquement les dépenses du Projet relatives aux postes d'injection :

« Les dépenses du Projet relatives aux postes d'injection seraient portées dans un CFR hors base, créées à la suite d'une décision de la Régie dans le cadre du présent dossier, portant intérêt au coût moyen pondéré du capital en vigueur et seraient amorties sur une période d'un an dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023. »

Ainsi, dans ce deuxième scénario, la grande majorité des investissements reliés aux deux postes d'injection du Projet serait amortie au cours de la même année. Comme mentionné plus haut, une part importante des coûts reliés aux deux postes d'injection sera engagée au cours de l'exercice financier 2021-2022. Cette situation pourrait alimenter une hausse des tarifs pour les clients au cours de l'exercice financier 2022-2023.

Le dernier scénario avancé par la Régie, soit l'amortissement sur une période à déterminer dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023, des dépenses du Projet relatives aux postes d'injection cumulées dans un CFR hors base, portant intérêt au coût moyen pondéré du capital en vigueur, est celui des trois scénarios qui permettrait de réduire l'effet à la hausse des tarifs des clients, soit un meilleur nivellement des tarifs.

Toutefois, Énergir est préoccupée par les scénarios 2 et 3 qui ne lui permettraient pas de récupérer l'ensemble des coûts du Projet puisque seuls les coûts reliés aux postes d'injection seraient portés dans un CFR. Énergir en conclut qu'elle devrait absorber les coûts qui ne seraient pas portés au CFR à même son coût de service 2021-2022, qui est actuellement en attente d'une autorisation de la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022.

Énergir pourrait cependant être favorable à un quatrième scénario, évoqué à la réponse à la question 2.2, qui lui permettrait de récupérer l'ensemble des coûts du Projet.

CADRE RÉGLEMENTAIRE

2. **Références :** (i) Dossier R-3950-2015, décision [D-2016-053](#), p. 14 et 15;
(ii) Dossier R-4072-2018, Décision [D-2019-005](#), p. 3.

Préambule :

(i) Dans le cadre de ce dossier visant l'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'implantation d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle, la Régie, indiquait dans sa décision D-2016-053 :

« [50] La Régie ne partage pas l'opinion du Distributeur à cet égard en ce qui a trait au Projet tel que présenté. Chacune des composantes d'un projet est en effet indissociable du projet dans son ensemble, lorsque ce dernier fait l'objet d'une demande d'autorisation à la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi et des prescriptions du Règlement. Or, dans le cas de la Demande, seuls les objectifs du Projet sont clairement définis, à ce stade-ci.

[51] En conséquence, en raison du manque d'informations sur des éléments essentiels du Projet eu égard aux exigences du Règlement, la Régie ne peut se prononcer sur le Projet du Distributeur tel que présenté, ni autoriser que les coûts qui seront encourus lors de la phase 1 fassent l'objet d'un compte de frais reportés aux fins, tel que demandé par le Distributeur, de les inclure dans le dossier tarifaire 2018 de ce dernier.

[52] Cependant, la Régie réserve au Distributeur le droit de lui présenter une nouvelle demande d'autorisation du Projet, lorsqu'il aura clairement défini celui-ci et qu'il disposera de l'ensemble des informations précises et complètes exigées en vertu du Règlement.

[53] La Régie comprend et soutient la prudence de la démarche de Gaz Métro en scindant le Projet en deux phases afin de valider la solution retenue et de mieux en estimer et contrôler les coûts totaux. La Régie comprend également l'importance de l'investissement de la phase 1 du Projet et sa dimension numérique.

[54] Compte tenu du cadre réglementaire actuel et de la prudence de la démarche du Distributeur, la Régie autorise, en vertu de l'article 32 (3.1o) de la Loi, le Distributeur à créer un CFR hors base de tarification portant intérêts au taux du dernier coût en capital pondéré sur la base de tarification autorisé par la Régie. Le Distributeur pourra y comptabiliser les coûts qui seront encourus lors de la phase 1. Cette autorisation est accordée de façon exceptionnelle puisque la demande est présentée en vertu de l'article 73 (1) (1) et non en vertu de l'article 32 (3.1o) de la Loi.*

[55] La Régie rappelle que le traitement réglementaire des coûts de la phase 1, ainsi intégrés à un CFR, ne sera fixé qu'une fois que le Projet aura, le cas échéant, été autorisé dans son ensemble et réalisé. Advenant que, au terme de la phase 1, le Distributeur décide de ne pas réaliser la phase 2 du Projet, il lui appartiendra alors de proposer à la Régie le traitement réglementaire qu'il jugera

approprié, et de le justifier, à l'occasion du dossier tarifaire suivant ». [notes de bas de page omises], [nous soulignons]

(ii) Dans le cadre du projet « *Solution informatique utilisée pour la gestion des interventions de service (Mobilité)* », Énergir formulait la demande suivante :

« [3] Énergir demande l'autorisation, en vertu de l'article 32 (3.1°) de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), de créer un compte de frais reportés (CFR), portant intérêts, pour y comptabiliser les coûts encourus lors de la phase 1. [...] » [note de bas de page omise], [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez commenter l'opportunité, au cas présent, de l'application de l'article 32 (3.1°) de la Loi, tel qu'illustré notamment aux références (i) et (ii).

Réponse :

À la différence des applications de l'article 32 (3.1°) dans les cas illustrés en référence (i) et (ii), Énergir soutient que le Projet tel que soumis répond à l'ensemble des exigences relatives à l'article 73 al. 1, paragr. 1° et au Règlement qui en découle. En effet, tant pour le projet d'implantation d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle (CRM) que pour le projet d'implantation d'une solution informatique utilisée pour la gestion des interventions de service (Mobilité), la création de CFR en vertu de l'article 32 (3.1°) avait été faite dans le cadre d'une phase 1 visant à détailler le périmètre de chaque projet devant être réalisé dans une phase subséquente. Le présent Projet, quant à lui, n'est pas divisé en phase préliminaire et phase de réalisation, mais bien soumis comme un tout, conformément à l'article 73 al. 1, paragr. 1°.

Énergir comprend toutefois que la Régie s'interroge sur la catégorisation des dépenses du Projet à titre d'actif, notamment en raison de l'incertitude entourant l'utilisation future qui sera faite des postes mobiles d'injection de mélange d'hydrogène et de gaz naturel. Advenant une décision défavorable de la Régie en lien avec la capitalisation du Projet faisant en sorte qu'il ne peut être autorisé sous l'article 73 visant les projets d'investissement, l'application de l'article 32 (3.1°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁴ (la Loi) permettrait d'isoler l'ensemble des coûts du Projet non budgétés dans la Cause tarifaire 2021-2022 dans un CFR.

Dans l'éventualité où l'ensemble des dépenses du Projet était isolé dans un CFR, ceci s'apparenterait au traitement demandé dans le dossier R-3796-2012, où Énergir demandait à la Régie de comptabiliser les sommes engagées dans le cadre du dossier RH-003-2011 de l'Office national de l'énergie (ONE) dans un CFR hors base, portant intérêt. Ces dépenses d'exploitation, non prévues à la cause tarifaire de cette année-là, ont ainsi pu être récupérées auprès de la clientèle.

⁴ RLRQ, c. R-6.01.

- 2.2 Dans l'éventualité où la Régie jugeait que le Projet ne constitue pas un actif, mais davantage, par exemple, des dépenses en R&D, veuillez commenter l'opportunité et les impacts de la création d'un CFR en vertu de l'article 32 (3.1^o) de la Loi, plutôt qu'une autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi.

Réponse :

Malgré les démonstrations faites par Énergir quant au bien-fondé de la catégorisation des coûts du Projet – particulièrement les sommes investies qui répondent aux critères de capitalisation en tant qu'actif –, advenant que la Régie en jugeait autrement et proposait la création d'un CFR en vertu de l'article 32 (3.1^o) de la Loi pour y porter l'ensemble des dépenses du Projet (soit 5,9 M\$), Énergir accueillerait favorablement cette proposition.

Les sommes portés dans un CFR hors base, portant intérêt au coût moyen pondéré du capital en vigueur, seraient amorties sur une période à être déterminée dans le cadre de la Cause tarifaire 2022-2023. En fonction du traitement retenu pour la disposition de ces sommes, ceci pourrait avoir pour effet de minimiser la hausse tarifaire pour la clientèle, tel que proposé à la réponse à la question 1.8.

3. **Références :**
- (i) *Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures*, LQ 2021, c. 28. <http://m.assnat.qc.ca/fr/travaux-x-parlementaires/projets-loi/projet-loi-97-42-1.html>;
 - (ii) Pièce [B-0025](#), p. 2.

Préambule :

- (i) L'article 5.1 de la *Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures*, entrera en vigueur à la date de l'entrée en vigueur du premier règlement pris en application du paragraphe 5^o du premier alinéa de l'article 112 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi). L'article 5.1 de cette Loi prévoit que les définitions de « gaz naturel » et « gaz naturel renouvelable » se lisent dorénavant comme suit :

« gaz naturel » : mélange d'hydrocarbure à l'état gazeux ou liquide composé principalement de méthane, à l'exception d'un gaz de synthèse ou d'un biogaz qui n'est pas un gaz de source renouvelable, incluant un gaz de source renouvelable ajouté à un tel mélange avant sa livraison;

« gaz de source renouvelable » : le gaz naturel de source renouvelable ayant les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel ou une autre substance, notamment l'hydrogène, de

source renouvelable, ajoutée au gaz naturel, sans compromettre ses propriétés d'interchangeabilité ».

(ii) *« Par ailleurs, à défaut de pouvoir prendre en considération, dans le cadre de son délibéré, que des changements ont été apportés au cadre juridique applicable et que ceux-ci sont effectifs, Énergir soumet que la Régie devrait considérer le signal que le gouvernement a lancé en faisant adopter la Loi 97 par l'Assemblée nationale. Ce signal révèle l'intention du gouvernement que de l'hydrogène puisse circuler dans le réseau gazier d'Énergir par la modification éventuelle qui sera apportée à la définition de « gaz naturel » et l'inclusion de l'hydrogène dans l'éventuelle définition de « gaz de source renouvelable ». Par conséquent, si la Loi 97 ne peut être considérée par la Régie comme un acte modifiant actuellement l'état du droit, elle peut cependant être considérée comme l'expression d'une politique énergétique du gouvernement au sens de l'article 5 LRÉ ».*

Demande :

3.1 Considérant que, tel qu'illustré à la référence (i), la modification apportée par la *Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures* à la définition de « gaz naturel renouvelable » inclura, lors de son entrée en vigueur, l'hydrogène, veuillez commenter une interprétation qui ferait en sorte que, contrairement à l'interprétation présentée à la référence (ii), la définition actuelle de « gaz naturel » et de « gaz naturel renouvelable » exclu, *a contrario*, la possibilité que ceux-ci contiennent une portion d'hydrogène.

Réponse :

Énergir est d'avis que le fait d'identifier spécifiquement l'hydrogène dans la définition de « gaz de source renouvelable » de la *Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures* ne fait pas en sorte que la définition actuelle de « gaz naturel » et de « gaz naturel renouvelable » empêcherait Énergir d'injecter de l'hydrogène dans le réseau gazier. En effet, comme indiqué dans le complément de preuve⁵, bien que la définition de « gaz naturel » réfère actuellement uniquement au méthane, ceci n'empêche pas que d'autres éléments, comme le dioxyde de carbone, l'azote, le butane et l'éthane circulent dans le réseau. À ces éléments pourrait s'ajouter actuellement l'hydrogène.

Par la récente modification législative, le législateur est venu préciser que l'hydrogène, au même titre que le gaz naturel renouvelable, se qualifiera éventuellement comme étant du « gaz de source renouvelable » et se distinguera donc des autres éléments qui circulent actuellement dans le réseau (l'azote, le butane, etc.), qui n'obtiennent pas une telle qualification. Cette nouvelle qualification de l'hydrogène aura des conséquences dans l'application de l'article 72 LRÉ, relatif au plan d'approvisionnement gazier, et sur l'étendue du pouvoir réglementaire du gouvernement prévue à l'article 112 LRÉ. Ces dernières dispositions sont d'ailleurs visées par la récente modification législative.

⁵ Pièce B-0015, Énergir-1, Document 3 aux pages 4 et 5.

Par ailleurs, Énergir réitère que l'objet du Projet sous examen ne vise pas la distribution d'hydrogène dans son réseau dans une perspective de commercialisation, ce à quoi voudraient possiblement s'opposer les tenants de l'interprétation *a contrario* suggérée. Pour les motifs énoncés précédemment, Énergir doute qu'une telle interprétation soit valable et ajoute qu'elle se détache de l'objet du Projet, qui consiste en une activité de gestion préventive de l'intégrité du réseau de distribution⁶. Cette activité sera exécutée en circuit fermé de sorte qu'aucun hydrogène ne sera injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel⁷. L'objet du Projet est donc similaire à d'autres travaux préventifs de même nature exécutés actuellement par Énergir afin de se préparer à différentes éventualités. C'est le cas notamment de l'injection d'eau en circuit fermé afin de tester l'intégrité du réseau en condition de pression accentuée (1,5 fois la pression normale du réseau). Dans ce dernier cas, l'eau n'est pas incluse dans la définition de « gaz naturel » ou de « gaz naturel renouvelable » et n'est évidemment pas manipulée par Énergir en vue d'en faire la distribution. L'eau est plutôt utilisée afin de parfaire les connaissances d'Énergir à l'égard des capacités techniques de son réseau, et ce, avant que celui-ci ne soit soumis à d'éventuelles contraintes physiques réelles découlant de son exploitation. En injectant de l'eau à une pression supérieure à la normale, Énergir teste la résilience de son réseau en prévision d'éventuelles (possibles, sans qu'elles ne soient certaines ni même probables) conditions d'exploitation. Cette gestion préventive est au cœur du rôle de propriétaire d'actifs diligent. Dans le présent dossier, Énergir poursuit les mêmes objectifs : elle souhaite se préparer diligemment avant l'arrivée possible, voire probable en l'occurrence, de conditions d'exploitation impliquant de l'hydrogène (sous forme de résidus de GNR de 2^e et 3^e générations ou autrement).

⁶ B-0015, Énergir-1, Document 3, p. 3.

⁷ B-0015, Énergir-1, Document 3, p. 5.