

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-176

R-3867-2013

18 décembre 2019

Phase 3

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Françoise Gagnon

François Émond

Régisseurs

Énergir, s.e.c.

Demanderesse

et

**Intervenants et observatrice dont les noms apparaissent
ci-après**

**Décision partielle relative à la conformité du Modèle
d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de
réseau à la décision D-2018-080**

*Demande relative au dossier générique portant sur
l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir*

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^e Hugo Sigouin-Plasse, M^e Vincent Locas, M^e Marie Lemay Lachance et M^e Philip Thibodeau.

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Nicolas Dubé;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)

représentée par M^e André Turmel;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques (SÉ)

représenté par M^e Dominique Neuman.

Observatrice :

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Hélène Sicard.

1. DEMANDE

[1] Le 15 novembre 2013, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et sa structure tarifaire.

[2] Le 11 décembre 2017, Gaz Métro informe la Régie que depuis le 29 novembre 2017, Société en commandite Gaz Métro a modifié sa dénomination sociale, en français, pour Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) et dépose, en conséquence, une troisième demande réamendée pour refléter ce changement.

[3] Le 6 avril 2018, la Régie rend sa décision D-2018-040¹ dans laquelle, notamment, elle déclare avoir compétence pour approuver toute méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau d'Énergir.

[4] Le 9 juillet 2018, dans sa décision D-2018-080 (la Décision), la Régie se prononce sur la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau d'Énergir et sur les différents paramètres et critères utilisés pour son application. Dans cette décision, la Régie s'exprime comme suit :

« [424] Par ailleurs, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, au plus tard le 28 septembre 2018, sous forme de fichier Excel, le modèle d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau tenant compte de l'ensemble des paramètres établis par la présente décision, en illustrant son application sur un ou plusieurs cas type. La Régie s'assurera ainsi de la conformité d'application de la présente décision. À cette fin, chacun des paramètres devra être clairement identifié et son application décrite et, le cas échéant, expliquée »².

[nous soulignons]

[5] Le 24 juillet 2018, Énergir demande la rectification du paragraphe 423 de la Décision en raison d'une possible erreur d'écriture.

¹ Décision [D-2018-040](#).

² Décision [D-2018-080](#), p. 100.

[6] Le 31 juillet 2018, la Régie rectifie la Décision par la décision D-2018-080R³ et corrige des imprécisions aux paragraphes 422 et 423.

[7] Le 28 septembre 2018, en suivi de la Décision, Énergir dépose le modèle d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau (le Modèle) ainsi que sa version en format Excel⁴.

[8] Le 6 juin 2019, la Régie convoque Énergir à une séance de travail dans le cadre de l'exercice de validation de la conformité d'application des paramètres déterminés par la Décision au Modèle déposé.

[9] Le 13 juin 2019, la Régie tient cette séance de travail, au cours de laquelle Énergir souscrit à cinq engagements.

[10] Le 10 juillet 2019, Énergir dépose ses réponses aux engagements n^{os} 6 à 10⁵ souscrits lors de la séance de travail et dépose, à cette occasion, une version amendée du Modèle⁶.

[11] Le 5 septembre 2019, Énergir transmet une correspondance⁷ faisant suite au décret 789-2019 du gouvernement du Québec publié à la Gazette officielle le 17 juillet 2019 portant sur le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁸ (le Règlement), modifiant, entre autres, le seuil des investissements requérant une autorisation spécifique de la Régie applicable à Énergir, le faisant passer de 1,5 M\$ à 4 M\$.

[12] Le 10 octobre 2019, la Régie transmet à Énergir une demande de renseignements (DDR) portant, notamment, sur les réponses aux engagements déposés relatifs au Modèle. Énergir y répond le 31 octobre 2019.

³ Décision [D-2018-080R](#).

⁴ Pièces [B-0439](#) et B-0440 (fichier Excel).

⁵ Pièces [B-0453](#), B-0454 (fichier Excel), [B-0455](#), B-0456 (fichier Excel), [B-0457](#), [B-0458](#) et [B-0459](#).

⁶ Pièces [B-0460](#) et B-0461 (fichier Excel).

⁷ Pièce [B-0462](#).

⁸ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

[13] À cette même date, la Régie transmet une lettre procédurale sollicitant les commentaires des intervenants sur les nouveaux éléments de preuve qu'elle définit⁹.

[14] Le 7 novembre 2019, la FCEI, OC, le ROEE et SÉ déposent leurs commentaires sur les nouveaux éléments de preuve¹⁰ et Énergir réplique le 14 novembre 2019¹¹.

[15] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la conformité d'application du Modèle aux paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau (la Méthodologie) ainsi qu'aux critères d'acceptation de ces projets, tels qu'établis dans la Décision.

2. LE MODÈLE

[16] Dans la Décision, la Régie définit les principes encadrant la détermination des paramètres de la Méthodologie¹². Elle n'a émis, à cette occasion, aucune réserve quant à l'impact de la modification du seuil requérant une autorisation spécifique applicable en vertu du Règlement, sur la détermination des paramètres de la Méthodologie et des critères d'acceptation des projets. Dans ce contexte, la Régie ne retient pas les commentaires des intervenants selon lesquels la modification du seuil pour l'autorisation des projets d'Énergir, passant de 1,5 M\$ à 4 M\$, aurait un impact sur certains paramètres de la Méthodologie et sur les critères d'acceptation des projets déjà déterminés dans la Décision.

[17] La Régie examine donc dans cette perspective la conformité du Modèle aux éléments qui sont établis dans la Décision. Par ailleurs, dans le cadre de l'examen de la conformité du Modèle, elle juge utile de rappeler certaines ordonnances rendues dans la Décision.

⁹ Pièces [C-FCEI-0243](#), [C-OC-0081](#), [C-ROEE-0153](#) et [C-SÉ-0076](#).

¹⁰ Pièce [A-0212](#).

¹¹ Pièce [B-0469](#).

¹² Décision [D-2018-080](#), p. 15 à 18, par. 35 à 48.

[18] Ainsi, par la Décision, la Régie ordonnait :

« [392] Par ailleurs, la Régie demande à Énergir de raffiner son analyse du taux d'économies potentielles, estimé à 30 %, qu'elle peut réaliser en effectuant les travaux associés à ces projets de cas d'exception au fur et à mesure qu'elle bâtira un historique de ce type de projets. Le Distributeur devra faire rapport de cette analyse dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021.

[393] Enfin, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre des dossiers de rapport annuel, un suivi agrégé spécifique pour les projets de cas d'exception réalisés »¹³. [nous soulignons]

[19] Le fichier Excel du Modèle déposé par Énergir comprend les différents onglets suivants :

- Explication_Modèle_daQ;
- Modèle daQ;
- Résultats_Modèle daQ;
- Cas-type 1 – Projet d'ext. RES;
- Cas-type 2 – Projet d'ext. CII;
- Cas-type 3 – Projet d'ext. > 1,5.

[20] La Régie examine la conformité des différentes composantes du Modèle exprimées dans le fichier Excel aux paramètres et critères déterminés dans la Décision. Le tableau suivant présente les conclusions de la validation de la conformité du Modèle pour chacun d'entre eux.

¹³ Décision [D-2018-080](#), p. 93.

Paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau	Type de projets	Références de la décision D-2018-080	Références à la présente décision
• Période d'évaluation			
Période d'évaluation	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 95 à 97	Conforme
• Coûts directs			
Coûts de réinvestissement des compteurs	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$ Supérieurs au seuil 4,0 M\$	Paragraphe 105	Conforme
Amortissement et la valeur résiduelle	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$ Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 110	Conforme
Coûts des services de Fourniture, de Transport et d'Équilibrage	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$ Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 120	Conformité à être atteinte Phase 2
• Coûts indirects			
Frais généraux corporatifs	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 153, 154 et 156	Conforme
	Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 156 à 158	Conforme
Frais généraux entrepreneur	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 178 et 179	Conforme
	Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 177	Conforme
Renforcement du réseau de distribution	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 192 et 193	Conforme
Coûts d'entretien préventif et correctif associés aux investissements en Renforcement	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 198	Voir paragraphes 21 à 23
• Gestion du risque dans l'estimation des coûts de projets			
Gestion du risque dans l'estimation des coûts de projets	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 210	Voir paragraphe 24
	Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 214, 216 et 217	Voir paragraphes 25 à 30
• Revenus et facteur d'effritement			
Revenus considérés	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$ Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 222	Voir paragraphe 31
Effritement des ventes	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$ Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 262	Voir paragraphes 32 à 34
• Contribution – Modification des Conditions de service et Tarifs			
Contributions – Modification des Conditions de service et Tarifs	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$ Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 272 et 273	Conforme
Critères d'acceptation des projets d'extension de réseau	Type de projets	Références de la décision D-2018-080	Références à la présente décision
Indice de profitabilité et processus de gouvernance	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 313 et 336	Par. 313 : Voir par. 35 à 53 Par. 336 : Voir par. 54
	Supérieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 356	Conforme
Point mort tarifaire	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphe 348	Conforme
Cas d'exception	Inférieurs au seuil de 4,0 M\$	Paragraphes 389 et 390	Voir paragraphe 18

[21] En ce qui a trait aux coûts d'entretien préventif et correctif (OPEX) liés aux investissements de renforcement, la Régie note que, dans le cadre du dossier tarifaire, le Distributeur n'est pas en mesure de préciser la longueur en mètres linéaires des interventions de renforcement qui seront effectuées au cours de l'année tarifaire¹⁴.

[22] Cependant, au moment de la préparation du plan de développement dans le cadre du rapport annuel, la Régie est d'avis que le Distributeur connaît précisément la longueur en mètres linéaires des interventions en renforcement et, par conséquent, les OPEX associés.

[23] Ainsi, la Régie réitère l'ordonnance d'inclure ces OPEX au niveau du portefeuille afin qu'ils soient pris en compte dans l'évaluation de sa rentabilité globale. Le Distributeur devra inclure les OPEX de renforcement dans la colonne des dépenses de renforcement du plan de développement déposé lors du rapport annuel.

[24] La Régie avait noté au paragraphe 210 de la Décision que les dépassements de coûts significatifs (25 % et plus) des investissements inférieurs au seuil sont analysés en détail. Cette analyse détaillée permet « *une rétroaction afin d'ajuster par la suite ses façons d'estimer les coûts, le but étant d'obtenir une estimation le plus près possible de la réalité* »¹⁵.

[25] Par ailleurs, au sujet de la contingence et des risques associés aux projets, Énergir a fait valoir que, pour les projets de grande envergure et comportant généralement un niveau de risque plus élevé, elle « *s'est dotée du logiciel @RISK dans le but d'utiliser la méthode de simulation Monte-Carlo pour le calcul de la contingence en fonction des risques du projet à estimer* »¹⁶ [nous soulignons]. D'ailleurs, en réponse à une DDR, Énergir détaille les grandes étapes suivies pour mener à terme une simulation Monte-Carlo¹⁷.

[26] D'autre part, questionnée par la Régie sur le moment opportun pour démontrer qu'elle fait preuve d'une plus grande rigueur dans la gestion de projets, spécifiquement en

¹⁴ Pièce [B-0459](#).

¹⁵ Décision [D-2018-080](#), p. 56, par. 210.

¹⁶ Pièce [B-0298](#), p. 19, réponse à la question 4.1.

¹⁷ Pièce [B-0298](#), p. 19, réponse à la question 4.1.

matière de risques, Énergir considère que si la Régie souhaite effectuer un suivi sur l'application des méthodes, les deux tribunes appropriées sont les suivantes :

« Les projets inférieurs au seuil sont soumis pour autorisation de la Régie, en vertu de l'article 73, dans le cadre du dossier tarifaire au cours duquel leur réalisation est prévue.

Pour leur part, les projets majeurs requièrent une autorisation spécifique de la Régie en vertu de l'article 73, puisqu'ils représentent des investissements supérieurs au seuil. Ils sont soumis pour examen à l'intérieur de dossiers spécifiques.

Si la Régie se questionne sur le volet de la gestion ou de l'évaluation des risques liés aux projets d'investissement, Énergir soumet que la tribune appropriée serait celle du dossier propre à l'examen de ce projet, soit le dossier tarifaire dans le cas des investissements inférieurs au seuil, ou le dossier de demande d'autorisation spécifique de l'investissement dans le cadre d'un projet majeur »¹⁸.

[27] La Régie retient l'avis d'Énergir en ce qui a trait à l'examen des investissements inférieurs au seuil, qui doit se faire dans le dossier tarifaire. Cependant, dans le cas des projets supérieurs au seuil, la Régie est d'avis qu'en amont des examens propres aux différents dossiers relatifs aux demandes d'autorisation les visant, une meilleure compréhension de sa part de l'application de ces méthodes est requise.

[28] **Par conséquent, la Régie demande à Énergir de présenter, au cours du premier trimestre de 2020, dans le cadre d'une séance d'information avec les intervenants au présent dossier, ceux du dernier dossier tarifaire R-4076-2018 ainsi qu'avec le personnel de la Régie, à titre d'outil en matière de gestion du risque dans l'estimation des coûts de projets, l'application de l'analyse @RISK à deux types de projets, soit un projet de remplacement d'un actif et un projet d'extension de réseau, dans la perspective des préoccupations et attentes exprimées par la Régie aux paragraphes 215 et 216 de sa décision D-2018-080 et à des fins informatives uniquement.**

¹⁸ Pièce [B-0467](#), p. 24, réponse à la question 9.1.

[29] Elle demande également à Énergir de produire un document explicatif des termes utilisés avec l'application @RISK aux fins de compréhension. Enfin, elle lui demande de déposer les documents de présentation 10 jours ouvrables avant la date de la séance d'information.

[30] En ce qui a trait aux frais pour une telle séance d'information, les frais de 800 \$/intervenant pour une demi-journée ou 1 600 \$/intervenant pour une journée sont prévus au *Guide de paiement des frais 2012*¹⁹ pour une séance de travail avec préparation.

[31] Quant aux revenus engagés contractuellement, la Régie rappelle le paragraphe 222 de la Décision dans laquelle elle accueille la proposition du Distributeur à l'effet que seuls les revenus engagés contractuellement doivent être considérés et pris en compte, tant pour les projets sous le seuil que pour ceux au-dessus du seuil.

[32] La Régie a ordonné l'application d'un taux d'effritement de -15 % aux prévisions de ventes utilisées dans les évaluations de rentabilité de chacun des projets d'extension de réseau, pour les clientèles résidentielles et commerciales, que ces projets soient inférieurs ou supérieurs au seuil.

[33] Afin de préciser la définition des volumes présentés ou utilisés par Énergir, lors des dossiers tarifaire et d'examen du rapport annuel, la Régie lui demande de retenir l'expression « Volumes ajustés » lorsque ces volumes incluent une portion de volumes effrités.

[34] Au paragraphe 263 de la Décision, la Régie mentionne la possibilité qu'elle puisse éventuellement modifier le taux d'effritement. Pour ce faire, une démonstration devra être faite par Énergir et déposée dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021. La preuve déposée devra documenter le phénomène des pertes importantes constatées par marché, afin de permettre à la Régie d'examiner la possibilité d'approuver un taux différent à appliquer sur les ventes générées par chacun des projets.

[35] Au paragraphe 313 de la Décision, la Régie approuve le critère d'un indice de profitabilité (IP) de 1,0 pour chaque projet d'extension de réseau inférieur au seuil pris en compte dans le plan de développement du Distributeur et présenté dans le cadre des dossiers tarifaires.

¹⁹ [Guide de paiement des frais 2012.](#)

[36] En réponse à une DDR, le Distributeur indique que :

« Le Plan de développement déposé à la cause tarifaire est basé entièrement sur des prévisions du nombre de clients et des volumes des différents marchés Résidentiel et Affaires et par sous-marchés (nouvelles constructions, conversions et ajouts de charge). À partir de ces prévisions découlent les revenus anticipés. Les coûts reliés à ces ventes (conduites, branchements, compteurs et subventions) sont estimés à partir de coûts moyens à l'année du Plan. En combinant les revenus et les coûts, on peut déterminer le TRI et l'IP pour chacun des marchés estimés »²⁰. [nous soulignons]

[37] Ainsi, le plan de développement présenté dans le dossier tarifaire ne contient pas de projets prévus ou connus, sauf pour quelques exceptions²¹.

[38] De plus, Énergir précise que dans le cadre de son rapport annuel, les suivis relatifs au « *Plan de développement a priori* » et au « *Plan de développement a posteriori* » de ses plans de développement sont déposés. Le Distributeur souligne par ailleurs que :

« [...] Il y a d'abord le « Plan de développement a priori » qui compare les ventes signées dans une année tarifaire avec la prévision des ventes déposée au Plan de la cause tarifaire d'une même année tarifaire [...].

Le second type de suivi, appelé « Plan de développement a posteriori », compare les prévisions d'un Plan de développement a priori avec les résultats réels trois ou six ans plus tard [...].

Ainsi, Énergir entend faire les suivis suivants au rapport annuel en ce qui concerne le Plan de développement a priori :

- *Comparaison du Plan de développement soumis à la cause et le réel a priori, sous un format identique à la pratique actuelle;*
- *Identification des projets qui ne rencontrent pas le seuil de rentabilité minimale, conformément à l'article 4.3.4 des Conditions de service et Tarif (CST), ainsi que la justification supportant l'exonération de contribution financière; et*

²⁰ Pièce [B-0467](#), p. 26 et 27, réponse à la question 10.3.

²¹ Pièce [B-0467](#), p. 20, réponse à la question 8.1.

- *Présentation d'une sélection de cas choisis aléatoirement (5 cas pour chacun des marchés PMD, pour un total de 10), à l'instar de ce qui se fait pour les programmes commerciaux PRC et PRRC.*

Pour le suivi des Plans de développement antérieurs (suivi a posteriori 3 ans ou 6 ans), Énergir entend présenter les résultats sous le même format qu'elle produit en ce moment, c'est-à-dire une rentabilité globale par marché ou sous-marchés, selon le cas.

Énergir n'entend pas faire un suivi de chacun des projets a posteriori notamment parce que chaque projet aura déjà fait l'objet d'une évaluation de la rentabilité avant qu'une demande d'investissement ne soit autorisée. Énergir rappelle d'ailleurs que le suivi a posteriori requiert un effort significatif de la part de son personnel [...] »²² [nous soulignons]

[39] En réponse à une autre DDR, Énergir mentionne qu'elle évalue systématiquement la rentabilité prévue *a priori* de chaque projet avant de prendre une décision d'investissement²³.

[40] La Régie note que lors du dossier tarifaire, les projets ne sont ni prévus ni connus. Ainsi, aucune évaluation de projet individuel n'est réalisée et, par conséquent, aucun IP de projet n'est déterminé à cette étape.

[41] Toutefois, lors du rapport annuel, Énergir compare le plan de développement du dossier tarifaire au « Plan de développement *a priori* ». La Régie comprend que le « Plan de développement *a priori* » doit contenir uniquement des projets d'investissement dont la rentabilité a été évaluée avant que la décision d'investir ne soit prise.

[42] La Régie note que le « Plan de développement *a priori* » identifie les projets n'ayant pas atteint le seuil de rentabilité minimal (IP minimal de 1,0) ainsi que la justification appuyant l'exonération de contribution financière. Elle comprend que les autres projets ont obtenu un IP minimal de 1,0, lors de leur évaluation, avant que la décision de procéder à l'investissement ne soit prise.

²² Pièce [B-0467](#), p. 20 et 21, réponse à la question 8.1.

²³ Pièce [B-0467](#), p. 26, réponse à la question 10.2.

[43] Ceci étant dit, au paragraphe 421 de la Décision, la Régie indique qu'elle mettra en place un suivi aléatoire annuel de certains projets inférieurs au seuil afin de s'assurer de l'application et de l'efficacité du processus de gouvernance et du respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.

[44] À cet égard, en réponse à une DDR portant sur une proposition de processus de suivi aléatoire annuel que la Régie pourrait instaurer dans le cadre des dossiers d'examen du rapport annuel, le Distributeur propose :

« de produire 5 cas pour chacun des marchés PMD, soit le marché Résidentiel et le marché Affaires, pour un total de 10 cas choisis aléatoirement.

Pour chacun des cas, Énergir déposerait une copie de l'évaluation de la rentabilité a priori réalisée à partir du gabarit Calcul du revenu requis, pour les cinq premières années.

La proposition d'Énergir ne concerne que le Plan de développement a priori, c'est-à-dire la comparaison du Plan de développement soumis à la cause tarifaire et le réel a priori »²⁴.

[45] Dans ses commentaires portant sur les DDR n^{os} 15 et 16 de la Régie, la FCEI rappelle sa proposition à l'égard du suivi aléatoire :

« R. Ce que je dis, c'est que, au rapport annuel, Énergir dépose déjà la liste des projets qu'elle a faits dans l'année avec les numéros de projets, projet par projet. Et que la Régie pourrait, aléatoirement, sélectionner quelques-uns juste pour aller valider »²⁵.

[46] La FCEI souligne que la Régie devrait sélectionner les projets, en consultation avec Énergir, au besoin, afin d'éviter toute apparence de partialité dans la sélection et assurer que les projets sélectionnés soient les plus utiles du point de vue de la Régie²⁶.

²⁴ Pièce [B-0467](#), p. 21, réponse à la question 8.2.

²⁵ Pièce [C-FCEI-0243](#), p. 2.

²⁶ Pièce [C-FCEI-0243](#), p. 3.

[47] La FCEI recommande que quatre projets, soit deux résidentiels et deux commerciaux, soient déposés par Énergir. La Régie sélectionnera ces projets parmi une liste déposée par Énergir et contenant comme information les numéros de projet et le montant des investissements reliés à chacun. Cette liste pourra être déposée au cours de l'automne suivant la fin de l'année financière, de telle sorte que l'information détaillée des projets sélectionnés puisse être déposée en même temps que le reste de la preuve sur le rapport annuel.

[48] Afin de s'assurer de l'application et de l'efficacité du processus de gouvernance et du respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension sélectionnés, la FCEI recommande que :

« [...] le dossier de demandes d'investissement, tel que soumis au conseiller en développement senior à l'étape 4 du processus de gouvernance, soit déposé à la Régie dans son intégralité. [note de bas de page omise] Le cas échéant, les ajustements apportés suite à l'analyse du dossier par le conseiller en développement senior devraient également être transmis à la Régie. Ce n'est que de cette manière que la Régie pourra porter un jugement sur le processus de gouvernance »²⁷.

[49] La Régie retient l'avis de la FCEI. Elle considère qu'afin de s'assurer de l'impartialité du processus de sélection des projets, elle doit être en mesure de sélectionner ceux qui seront examinés au rapport annuel afin de s'assurer de l'application et de l'efficacité du processus de gouvernance ainsi que du respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.

[50] **En conséquence, la Régie ordonne qu'une liste identifiant les projets inférieurs au seuil ainsi que leur coût respectif (« Liste de projets inférieurs au seuil réalisés – Suivi aléatoire annuel ») soit déposée par Énergir, au cours du mois suivant la fin de l'année financière, dans le cadre du dépôt du dossier d'examen du rapport annuel. Ainsi, la Régie pourra sélectionner les projets dont l'information détaillée devra être fournie en même temps que la preuve qui est usuellement déposée au mois de décembre dans ce même dossier.**

²⁷ Pièce [C-FCEI-0243](#), p. 3.

[51] Par contre, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI en lien avec le processus de gouvernance, car cet aspect a déjà fait l'objet d'un examen. En effet, dans la Décision²⁸, la Régie accueille favorablement le processus de gouvernance mis en place par Énergir.

[52] Quant au nombre de projets qu'elle sélectionnera, qu'ils soient résidentiels ou commerciaux, la Régie jugera, à la suite du dépôt de la « Liste de projets inférieurs au seuil réalisés – Suivi aléatoire annuel », le nombre de projets qui devront être déposés selon les circonstances spécifiques à l'année visée, dans le cadre du suivi aléatoire qu'elle réalisera à l'occasion du dossier du rapport annuel.

[53] Dans sa preuve relatée au paragraphe 38 de la présente décision, Énergir indique qu'aucun suivi de projets *a posteriori* ne sera effectué, étant donné l'effort significatif exigé du personnel à ces fins ainsi que le fait que chaque projet aura déjà fait l'objet d'une évaluation de rentabilité avant qu'une demande d'investissement ne soit autorisée.

[54] Par ailleurs, en lien avec le paragraphe 338 de la Décision, la Régie rappelle que les ventes additionnelles découlant des ajouts de charge doivent être prises en compte dans l'évaluation de la rentabilité globale du portefeuille. **Elle demande donc à Énergir de présenter ces ventes séparément dans le plan de développement déposé lors des dossiers tarifaire et d'examen du rapport annuel.**

[55] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

DÉCLARE que le modèle d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau ainsi que sa version sous la forme d'un fichier Excel²⁹ sont conformes aux paramètres et critères établis dans la décision D-2018-080, sous réserve des remarques formulées aux paragraphes 21 à 54 de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de déposer, au cours du mois suivant la fin de son année financière, dans le cadre du dépôt du dossier d'examen du rapport annuel, une liste

²⁸ Décision [D-2018-080](#), p. 72, par. 289.

²⁹ Pièces [B-0439](#) et B-0440 (fichier Excel).

identifiant les projets inférieurs au seuil ainsi que leur coût respectif (« Liste de projets inférieurs au seuil réalisés – Suivi aléatoire annuel »);

RÉSERVE sa décision sur la conformité des coûts des services de fourniture, de transport et d'équilibrage à l'issue de la phase 2 du présent dossier;

DEMANDE à Énergir de tenir une séance d'information, au cours du premier trimestre de 2020, afin de présenter l'application de l'analyse @RISK, selon les prescriptions des paragraphes 28 et 29 de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de se conformer à l'ensemble des conclusions, ordonnances et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Marc Turgeon
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

François Émond
Régisseur