

**Régie
de l'énergie**

Québec 

GUIDE DE DÉPÔT

pour Énergir, s.e.c.

5 avril 2023

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	6
2.	DIRECTIVES GÉNÉRALES	7
2.1	Dépôt de la demande	7
2.2	Planification de la date de dépôt	9
2.3	Demandes de renseignements et réponses.....	10
3.	INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT	10
3.1	Contexte juridique et réglementaire	10
3.2	Exigences de dépôt générales	11
3.3	Prévisions de la demande annuelle sur l'horizon du plan d'approvisionnement ...	11
3.4	Outils et sources d'approvisionnement.....	12
3.5	Planification du plan d'approvisionnement.....	13
3.6	Gaz naturel de source renouvelable.....	13
3.7	Marge excédentaire de capacités de transport	14
4.	INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LA FIXATION OU LA MODIFICATION DES TARIFS ET DES CONDITIONS DE SERVICE	15
4.1	Contexte juridique et réglementaire	15
4.2	Principes et pratiques règlementaires, méthodes comptables et financières	15
4.3	Informations générales.....	16
4.4	Présentation des données chiffrées du dossier tarifaire, comparaison et explication des écarts.....	16
4.5	Approvisionnements gaziers pour l'année témoin projetée	17
4.6	Rentabilité du plan de développement et des ventes	19
4.7	Base de tarification	19
4.8	Stratégie financière	21
4.9	Revenu requis et ajustement tarifaire.....	21
4.10	Revenu net d'exploitation et coût de service	22
4.11	Indice de qualité de service et condition d'accès au trop-perçu du service de distribution	24
4.12	Système de plafonnement et d'échanges de droits d'émission de gaz à effet de serre	24

4.13	Étude d'allocation du coût de service.....	26
4.14	Stratégie tarifaire et établissement des grilles tarifaires.....	26
4.15	Texte des Conditions de service et Tarif	28
5.	INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LES PROGRAMMES ET MESURES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LEUR BUDGET ANNUEL.....	28
5.1	Contexte juridique et réglementaire	28
5.2	Informations requises dans le cadre du dossier tarifaire annuel	29
6.	INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LES PROGRAMMES COMMERCIAUX.....	32
6.1	Contexte juridique et réglementaire	32
6.2	Exigences de dépôt générales	32
6.3	Demande d'approbation d'un nouveau programme commercial.....	32
7.	INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LES PROJETS D'INVESTISSEMENT	34
7.1	Contexte juridique et réglementaire	34
7.2	Projets dont les coûts sont égaux ou supérieurs à 4 M\$	34
7.3	Informations requises au dossier tarifaire quant à la demande d'approbation des projets d'investissement dont les coûts sont inférieurs à 4 M\$	38
8.	INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LE RAPPORT ANNUEL	39
8.1	Contexte juridique et réglementaire	39
8.2	Exigences de dépôt générales	39
8.3	Résultats financiers	39
8.4	Indices de maintien de la qualité de service	40
8.5	Base de tarification	40
8.6	Structure financière.....	42
8.7	Analyse de la performance	42
8.8	Revenus et coûts d'approvisionnement	42
8.9	Comptes de nivellement.....	44
8.10	Impôts sur le revenu.....	44
8.11	Plan d'approvisionnement.....	44
8.12	Efficacité énergétique.....	45
8.13	Substitution et autres programmes d'aide	46
8.14	Plan de développement.....	46

8.15	SPEDE.....	47
8.16	Base de données	47
8.17	Projets d'investissement au-delà du seuil réglementaire.....	47
8.18	Autres documents nécessaires à certains suivis	47
9.	INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC L'OCTROI D'UN DROIT EXCLUSIF DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	48
9.1	Contexte juridique et réglementaire	48
9.2	Information requise	48
10.	PLAINTES DES CONSOMMATEURS	51
10.1	Contexte juridique et réglementaire	51
10.2	Exigences de dépôt générales.....	51
10.3	Information spécifique requise	51
	Annexe A – Modèle de Demande de renseignements	54

1. INTRODUCTION

La [Loi sur la Régie de l'énergie](#)¹ (la Loi) attribue et définit la compétence de la Régie de l'énergie (la Régie) en matière de fourniture, de transport, de distribution et d'emmagasinage du gaz naturel livré ou destiné à être livré par canalisation à un consommateur.

Les sections 3 à 9 du présent Guide de dépôt (le Guide) encadrent ainsi le dépôt des demandes liées aux compétences de la Régie :

3. Approbation du plan d'approvisionnement (articles 31 (2^o) et 72 de la Loi et [Règlement sur la teneur](#)²);
4. Fixation ou modification des tarifs et des conditions auxquels le gaz naturel est fourni, transporté, livré ou emmagasiné (Conditions de service et tarifs ou CST) (principalement, articles 31 (1^o), 32 et 48 à 53³ de la Loi);
5. Approbation des budgets annuels des programmes et des mesures dont il est responsable en vertu du [Plan directeur](#) (articles 49, 85.41 et 85.44 de la Loi);
6. Approbation des programmes commerciaux (articles 49 (1^o et 2^o) et 74 de la Loi);
7. Aautorisation de projets d'investissement (article 73 et [Règlement sur les conditions](#)⁴);
8. Dépôt du rapport annuel (article 75 de la Loi);
9. Octroi initial d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel (principalement, articles 63 à 71 de la Loi).

La section 10 du Guide porte, quant à elle, sur les plaintes des consommateurs en lien avec l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel par Énergir.

Il est à noter que les décisions à venir de la Régie pourraient modifier un ou plusieurs éléments du présent Guide, qui ne se veut en aucun cas une référence absolue et qui devra être revu périodiquement en conséquence, puisque les dispositions légales et réglementaires applicables ainsi que les ordonnances et décisions pertinentes de la Régie ont préséance sur le contenu du présent Guide. Cependant, le Guide vise à uniformiser le dépôt de la documentation déposée par Énergir au soutien de ses demandes et dans le cadre des dossiers de plainte, de façon à ce que la Régie dispose de toute l'information dont elle a besoin dans l'exercice de ses compétences.

Les modalités de dépôt suggérées par le Guide visent à permettre un traitement efficace des demandes d'Énergir et de ses consommateurs. Afin de contribuer à l'atteinte de cet objectif, Énergir peut également déposer tout autre document pertinent qui facilite la compréhension du dossier.

¹ RLRQ, chapitre R-6.01.

² RLRQ, chapitre R-6.01, r.8.

³ À l'exception des articles 48.2 à 48.6 et 52.1 à 52.4.

⁴ RLRQ, chapitre R-6.01, r.2.

Par ailleurs, outre la documentation soumise en lien avec le présent Guide, des demandes de renseignements pourraient être transmises au demandeur, le cas échéant, afin que ce dernier dépose des informations supplémentaires.

Ce Guide s'inscrit dans le contexte des règlements, décret et plan suivants :

1. [Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie](#)⁵ (Règlement sur la procédure);
2. [Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement](#) (Règlement sur la teneur) ;
3. [Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation](#) (Règlement sur les conditions) ;
4. [Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur](#) (Règlement GNR) et [Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur](#) (Décret 1587-2022) (collectivement le Règlement GSR);
5. [Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre](#) (Règlement concernant le SPEDE);
6. [Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère](#) (RDOCÉCA);
7. [Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur](#) (Décret 1587-2022) ;
8. [Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques](#) (Plan directeur).

2. DIRECTIVES GÉNÉRALES

2.1 Dépôt de la demande

Conformément à l'article 10 du *Règlement sur la procédure*, toute demande doit être formulée par écrit. Cette demande doit contenir les informations suivantes et respecter les indications ci-après :

- Le nom, l'adresse, le numéro de téléphone et l'adresse électronique d'Énergir et, s'il y a lieu, les coordonnées de son représentant;

⁵ RLRQ, chapitre R-6.01, r. 4.1.

- Un exposé clair et succinct des faits, de l'objet et des motifs de la demande ainsi que des conclusions recherchées;
- Être signée par le représentant d'Énergir;
- Inclure tous les documents au soutien de la demande et en fournir la liste;
- S'assurer que tous les documents déposés sont paginés selon une numérotation unique et numérique qui correspond aux numéros de page de chacun des documents PDF;
- Être appuyée d'une ou de plusieurs déclarations sous serment établissant tous les faits nécessaires au soutien de la demande. Ces déclarations sous serment peuvent être modifiées ou ajoutées selon l'évolution du dossier, au besoin;
- Être accompagnée des droits afférents applicables.

Les lettres, demandes et pièces doivent être déposées au Système de dépôt électronique (SDÉ) de la Régie, conformément aux instructions contenues dans le [Guide de l'utilisateur externe](#). Lors d'une première demande, de l'information sur le SDÉ et son fonctionnement peuvent être obtenues au Grefe@regie-energie.qc.ca. En indiquant la date souhaitée pour la décision lors du dépôt de sa demande, Énergir facilitera la planification de l'examen de celle-ci. Toutefois, une demande de traitement urgent doit être dûment justifiée.

Si Énergir entend requérir le traitement confidentiel d'un document particulier, la version confidentielle du document doit être déposée au SDÉ dans le répertoire R-9999-9999 et la version caviardée déposée selon les prescriptions du [Guide de l'utilisateur externe](#). Ces dépôts doivent être accompagnés du dépôt d'une demande d'ordonnance de traitement confidentiel et d'une déclaration assermentée au SDÉ en vertu de l'article 30 de la Loi et des articles 33 à 35 du *Règlement sur la procédure* en indiquant clairement les motifs au soutien de sa demande, y compris le préjudice qu'entraînerait la publication du document. La durée du traitement confidentiel demandé doit également être précisée.

Dépôt de pièces amendées

Dans ce cas, Énergir doit clairement identifier les modifications apportées à la preuve originale et dater cette modification, au bas du document amendé. De même, il est suggéré que les ajouts aux CST soient soulignés en bleu et que les retraits soient barrés en rouge, pour des fins de lisibilité.

En cas de modifications multiples à un même document, Énergir joindra à la lettre de dépôt une liste des pages amendées de ce document.

2.2 Planification de la date de dépôt

L'examen d'une demande en audience publique ou par consultation comporte certaines exigences et contraintes. Afin de définir un calendrier de traitement efficace pour chaque demande, la Régie requiert le dépôt d'une preuve complète, respectant les délais règlementaires présentés au tableau 1.

Tableau 1 Délais règlementaires⁶	
Type de demande	Date de dépôt demandée
<ul style="list-style-type: none"> Phase préliminaire d'un dossier tarifaire 	<ul style="list-style-type: none"> 5 mois avant le dépôt de la phase tarifaire du dossier
<ul style="list-style-type: none"> Fixation ou modification des tarifs et des CST (phase tarifaire) 	<ul style="list-style-type: none"> 7 mois avant la date demandée d'entrée en vigueur des tarifs et des CST ⁷
<ul style="list-style-type: none"> Rapports d'évaluation des programmes en efficacité énergétique (PEÉ) déposés de façon administrative 	<ul style="list-style-type: none"> Suivant le calendrier d'évaluation des programmes d'Énergir⁸
<ul style="list-style-type: none"> Plan d'approvisionnement 	<ul style="list-style-type: none"> Dépôt annuel, au plus tard le 1^{er} août; Dans le cadre du dossier tarifaire, 7 mois avant la date souhaitée de l'approbation du plan d'approvisionnement
<ul style="list-style-type: none"> Programmes commerciaux 	<ul style="list-style-type: none"> 3 à 6 mois avant la date souhaitée de l'approbation
<ul style="list-style-type: none"> Projets d'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> 3 à 6 mois avant la date souhaitée de l'autorisation
<ul style="list-style-type: none"> Rapport annuel 	<ul style="list-style-type: none"> 3 mois après la fin de l'année financière d'Énergir
<ul style="list-style-type: none"> Demande relative à l'octroi initial d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel 	<ul style="list-style-type: none"> 3 à 6 mois avant la date souhaitée de l'avis

⁶ Pour les délais inhérents au traitement des autres demandes, Énergir pourra se référer à la Loi et à ses règlements d'application.

⁷ Ce délai ne s'applique pas à une demande visant la fixation d'un nouveau tarif, la modification d'un tarif mensuel ou la modification d'un tarif de transport, d'équilibrage et de réception en cours d'année, pour refléter le coût réel d'acquisition.

⁸ Pour les délais précis, référer à la section 5 du présent Guide.

2.3 Demandes de renseignements et réponses

À moins d'indication contraire, toute demande de renseignements ainsi que les réponses à celle-ci doivent être rédigées suivant le modèle prévu à l'Annexe A du Guide.

La pertinence des renseignements demandés est une question d'administration de la preuve qui relève du pouvoir décisionnel de la Régie. Les demandes de renseignements et les réponses données visent à assurer un traitement efficace du dossier et à éviter des débats à cet égard.

Ainsi :

- Les renseignements demandés doivent être directement reliés à la preuve ou à la documentation déposée et doivent respecter le cadre fixé par la Régie;
- Les renseignements demandés doivent être nécessaires pour clarifier certains aspects vagues ou ambigus de la preuve; et
- Les questions doivent être regroupées par thèmes en limitant, dans la mesure du possible, les sous-questions.

Les réponses doivent être rédigées en utilisant le même modèle que la demande de renseignements. Le cas échéant, tout document additionnel non disponible sur le SDÉ, auquel réfère la demande de renseignements ou la réponse doit être déposé au dossier.

3. INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT

3.1 Contexte juridique et réglementaire

Énergir doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par le *Règlement sur la teneur*⁹, un plan d'approvisionnement sur un horizon d'au moins 3 ans, décrivant les caractéristiques des contrats qu'elle entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Par ailleurs, lorsqu'Énergir est approvisionnée en gaz naturel par un fournisseur ayant un intérêt direct ou indirect dans son entreprise, elle doit soumettre le contrat d'approvisionnement à l'approbation de la Régie. Il en va de même dans le cas où Énergir a un intérêt direct ou indirect dans l'entreprise du fournisseur¹⁰.

L'approbation du plan d'approvisionnement par la Régie fait l'objet d'un examen annuel ayant généralement lieu dans le cadre d'un dossier tarifaire.

⁹ RLRQ, chapitre R-6.01, r. 8.

¹⁰ Article 81 de la Loi.

3.2 Exigences de dépôt générales

Le plan d’approvisionnement doit notamment comporter les renseignements suivants¹¹, sur l’horizon du plan :

1. Un lexique des termes techniques¹².
2. La vision long terme du contexte gazier d’Énergir en tenant compte du contexte économique, démographique et énergétique dans lequel le distributeur évolue, incluant :
 - Les hypothèses économiques et les sources retenues;
 - Les hypothèses énergétiques concernant le prix du gaz naturel, du mazout et de l’électricité;
 - La situation concurrentielle du plan d’approvisionnement projetée pour le maintien et les nouvelles ventes des secteurs résidentiel, petit et moyen débits (PMD) et grandes entreprises.

3.3 Prévisions de la demande annuelle sur l’horizon du plan d’approvisionnement

Fournir et présenter les éléments suivants :

3. Les données sur les besoins de marchés et sur la planification des approvisionnements sur un horizon d’au moins 3 ans, incluant notamment :
 - Les volumes d’interruption prévus;
 - Les contributions des programmes d’efficacité énergétique en cours ou engagés, par secteur de consommation par usage final ou par caractéristique de consommation et/ou liées à la conjoncture et la structure économique;
 - Les prévisions des livraisons selon les scénarios de base, haut et bas;
 - La description des hypothèses et des sources retenues ainsi que les méthodologies appliquées et la justification de leur choix;
 - La comparaison des données prévisionnelles de livraisons par marché établies dans le cadre du plan d’approvisionnement déposé et dans le cadre du plan d’approvisionnement précédent.

¹¹ Article 2 du [Règlement sur la teneur](#).

¹² Suivant le format du lexique à la pièce [B-0126](#), pp. 5 et 6, du dossier R-4151-2021.

3.4 Outils et sources d’approvisionnement

Fournir les informations suivantes pour chacune des sous-sections :

Fourniture de gaz naturel

4. Les volumes et les prix pour les clients du service de fourniture de gaz naturel d’Énergir.
5. Les volumes pour les clients en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, avec précision des volumes des clients qui fournissent leur propre transport et équilibrage.
6. Le portefeuille des contrats d’approvisionnement existants en fourniture de gaz naturel.
7. La répartition mensuelle des volumes d’achats en fourniture de gaz naturel projetés par point d’achat/livraison, par dates d’échéance et les quantités qu’Énergir prévoit contracter d’avance.
8. Les critères retenus par Énergir dans le cadre des achats de fourniture de gaz naturel et, notamment, pour la sélection des fournisseurs de gaz naturel.

Capacités de transport

9. La liste des contrats d’approvisionnement existant de transport (segment, fournisseur, paramètres contractuels relatifs aux service de transport, date d’entrée en vigueur et date d’échéance, débit total annuel, débits quotidiens en $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et modalités contractuelles).
10. Les tarifs de transport et les ratios projetés de gaz de compression.
11. Les caractéristiques des nouveaux ou des contrats renouvelés en capacités de transport en vigueur.

Capacités d’entreposage

12. La liste des contrats d’entreposage existants et leurs caractéristiques (fournisseur, nom du contrat, paramètres contractuels relatifs aux service en entreposage, date d’entrée en vigueur et date d’échéance, capacités en espace, en injection et en retrait, modalités contractuelles, tarifs d’entreposage et ratios projetés de gaz de compression).

13. Les caractéristiques des capacités d'entreposage additionnelles requises ou le renouvellement des contrats d'entreposage en vigueur.

3.5 Planification du plan d'approvisionnement

Fournir les informations suivantes :

14. Le contexte et la stratégie d'approvisionnement sur l'horizon du plan et les explications au soutien de celles-ci.
15. La planification d'approvisionnement sur l'horizon du plan et les explications au soutien de celles-ci :
 - Demande et sources d'approvisionnement gazier requis en hiver, en été, ainsi que le total en 10^6m^3 sur un horizon d'au moins 3 ans en fonction de la demande, des approvisionnements, inventaires en entreposage (injections et retrait), le débit quotidien d'approvisionnement, total des approvisionnements avant et après achat ou ventes, provisions additionnelles :
 - analyse de la probabilité de réalisation des scénarios de base, haut et bas au service continu;
 - informations relatives à l'impact des aléas climatiques;
 - graphique sur la demande budgétaire totale avant interruption, sur un horizon d'au moins 3 ans, en fonction d'une température froide, normale ou chaude;
 - demande et sources d'approvisionnement gazier requis en hiver et en été, ainsi que le total en 10^6m^3 sur un horizon d'au moins 3 ans en fonction d'un impact potentiel de la température, selon les scénarios de base, haut et bas;
 - Le cas échéant, dans un délai d'au plus 30 jours après tout événement majeur qui perturbe ses approvisionnements, un plan d'approvisionnement décrivant la nature de l'événement, les risques associés et les moyens en place ou les mesures qu'Énergir prévoit pour y remédier;
 - Les tableaux sous le format Excel, incluant les formules, lorsque possible.

3.6 Gaz naturel de source renouvelable

Fournir les informations suivantes :

16. Au plan d'approvisionnement, la quantité de gaz naturel de source renouvelable (GSR) devant être livrée par un distributeur de gaz naturel ainsi que les prévisions relatives aux

approvisionnement en GSR (nombre de contrats, volumes, coûts), à la consommation de GSR et aux inventaires de GSR¹³.

17. Les approvisionnements en GSR par fournisseur (du Québec ou de l'extérieur) prévus à l'horizon du plan d'approvisionnement, tenant compte des livraisons aux interconnexions (volumes annuels, débits quotidiens établis au plan d'approvisionnement, période de début et de fin d'achat, répartition sur le volume d'achat annuel en fourniture de gaz naturel, en pourcentage (%)).
18. La contribution des approvisionnements en GSR afin de répondre à la demande continue en journée de pointe.
19. Les informations quotidiennes liées à l'approvisionnement en GSR par la ville de Saint-Hyacinthe pour les mois de la période d'hiver où les résultats réels sont disponibles :
 - Date de transaction;
 - Dates de début et de fin;
 - Nomination d'injection, injection réelle, surplus ou déficit d'injection;
 - Volume quotidien;
 - Coûts totaux d'achat.

3.7 Marge excédentaire de capacités de transport

Fournir les informations suivantes :

20. Les capacités excédentaires de transport qu'Énergir juge nécessaire pour le développement d'activités industrielles ainsi que la justification de celles-ci. Présenter également l'application de la méthode d'établissement de la marge excédentaire.
21. Les coûts annuels liés à la marge excédentaire.
22. Une mise à jour de l'annexe Q-4.3/Q-4.4 de la pièce confidentielle B-0233 du dossier R-4076-2018 en utilisant la nouvelle grille d'évaluation.

¹³ Décision [D-2022-123](#), p. 29, par. 103

4. INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LA FIXATION OU LA MODIFICATION DES TARIFS ET DES CONDITIONS DE SERVICE

4.1 Contexte juridique et réglementaire

La fixation ou la modification des CST font généralement l'objet d'un examen dans le cadre d'un dossier tarifaire. Outre les décisions de la Régie (et celles de ses prédécesseurs), les dossiers tarifaires portant sur l'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des CST d'Énergir pour les années 2016 à 2023 servent de référence pour la mise à jour de la présente section.

Les tarifs de gaz naturel étant fixés en fonction de prévisions budgétaires pour les 12 mois de l'année témoin, une analyse comparative avec les données d'un exercice financier passé (année historique) et celles de l'exercice financier en cours (année de base) est exigée. Ces analyses devraient permettre une meilleure évaluation de l'utilité et de la justesse des prévisions de l'année témoin.

Les exigences de dépôt pour les données réelles de l'année historique sont prévues à la section 8 du présent Guide.

4.2 Principes et pratiques réglementaires, méthodes comptables et financières¹⁴

Fournir les informations suivantes :

23. Liste des principes réglementaires appliqués aux fins de la détermination du revenu requis (ex : année témoin projetée, moyenne des 13 soldes et autres) incluant les références aux décisions correspondantes.
24. Liste des principes et méthodes d'évaluation appliqués dans l'établissement de la structure financière incluant les références aux décisions correspondantes.

¹⁴ Décisions [D-2019-141](#) et [D-2020-145](#).

25. Liste des normes et méthodes comptables utilisées aux fins de l'établissement de la base de tarification et des dépenses nécessaires à la prestation du service incluant les références aux décisions correspondantes.
26. Les normes comptables adoptées aux fins des états financiers statutaires de l'année de base et celles qui seront adoptées aux cours des prochains exercices financiers, ainsi que leur impact financier.
27. Les justifications au soutien de modifications de méthodes comptables et financières proposées, l'impact sur les données du dossier tarifaire avant et après le changement, ainsi qu'une analyse comparative avec d'autres entreprises ayant des activités à tarifs réglementés.
28. Les justifications au soutien de nouveaux principes réglementaires ou de modifications et, lorsqu'applicable, les principes suivis dans un minimum de trois autres situations comparables.
29. Préférentiellement en phase préliminaire, les justifications au soutien des modifications de pratiques réglementaires proposées afin d'obtenir une autorisation préalable.

De manière générale, l'acronyme CFR devrait être utilisé lorsque le compte comptable concerne des frais reportés. Dans les autres situations, il est préférable d'utiliser une expression plus précise, telle « *Compte d'écart – Application tardive des tarifs* ».

4.3 Informations générales

30. Fournir les faits saillants du dossier tarifaire, l'organigramme des cadres supérieurs et le curriculum vitae des témoins¹⁵.

4.4 Présentation des données chiffrées du dossier tarifaire, comparaison et explication des écarts

Fournir les informations suivantes :

31. Les données autorisées dans le cadre du dossier tarifaire de l'année précédente, les données prévues pour l'année de base et l'année témoin projetée. Pour l'année de base,

¹⁵ Le curriculum vitae des témoins devrait être déposé au même moment que les informations relatives à la planification de l'audience.

préciser le nombre de mois pour les données réelles ainsi que le nombre de mois pour les données projetées. Quantifier et expliquer les écarts significatifs entre :

- Les données autorisées dans le dossier tarifaire de l'année précédente et les données de l'année de base;
- Les données de l'année de base et celles de l'année témoin projetée.

32. Tous les tableaux en format Excel, incluant les formules lorsque possible.

33. Un lexique des définitions pour les rubriques utilisées dans une même pièce, lorsque jugé requis par Énergir.

34. Lorsqu'une information est présentée à plus d'un endroit, la référence aux autres pages de la même pièce ou aux autres pièces du même dossier tarifaire.

35. La mise à jour des données du dossier tarifaire après la décision sur le fond selon l'approche présentée et autorisée dans la décision D-2018-011¹⁶.

4.5 Approvisionnements gaziers pour l'année témoin projetée

Les informations demandées dans la présente section concernent notamment la première année du plan d'approvisionnement gazier. La section 3 du présent Guide présente les renseignements demandés pour le plan d'approvisionnement dans son ensemble.

Fournir les informations pour chacune des sous-sections suivantes :

Prévision de la demande annuelle

36. Les données sur les besoins des marchés et sur la planification annuelle des approvisionnements gaziers pour l'année témoin projetée, dont, notamment :

- Les volumes d'interruption prévus;
- La contribution des programmes d'efficacité énergétique en cours ou engagés, par secteur de consommation, par usage final ou par caractéristique de consommation et/ou liées à la conjoncture et la structure économique;
- L'analyse de sensibilité des besoins prévus en tenant compte de différents scénarios économiques;

¹⁶ Décision [D-2018-011](#), p. 7 à 9, par. 18 à 29.

- La variation entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment du dossier tarifaire de l'année précédente et la révision volumétrique de l'année de base, ventilée selon les différentes catégories.

37. Les données suivantes en matière de débit quotidien prévu :

- Les besoins de la clientèle continue en journée de pointe ainsi que la méthodologie, les paramètres retenus et les détails de calcul aux fins de la détermination;
- Les besoins d'approvisionnement pour hiver extrême ainsi que la méthodologie, les paramètres retenus et les détails de calcul aux fins de la détermination;
- Le débit quotidien d'approvisionnement requis par Énergir;
- L'explication des écarts entre la prévision de la demande en journée de pointe et la prévision des besoins requis pour répondre à l'hiver extrême de l'année témoin projetée avec celles de l'année tarifaire précédente;
- L'évaluation du besoin d'un outil de maintien de la fiabilité par GM GNL;
- La provision requise pour assurer la fiabilité;
- La provision additionnelle de pointe prévue avant et après la revente du transport;
- Le coefficient d'utilisation du transport ferme anticipé pour l'année sur le réseau de TransCanada Pipelines Limited (TCPL).

Stratégie d'approvisionnement et coûts :

38. Description de la stratégie d'approvisionnement qu'Énergir prévoit mettre en œuvre au cours de la première année du plan d'approvisionnement ainsi que les analyses économiques et de rentabilité au soutien de la stratégie à prévoir, en définissant entre autres :

- Les différents produits, outils ou mesures envisagés;
- Les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement et des mesures que le distributeur entend prendre afin d'atténuer l'impact de ces risques;
- Le cas échéant, les caractéristiques des contrats que le distributeur prévoit conclure;
- Le cas échéant, mesures que le distributeur entend prendre afin de disposer d'une capacité de transport adéquate;
- L'avancement et résultats atteints par le plan d'approvisionnement précédent;
- Les coûts prévus en outils d'approvisionnement pour l'année témoin projetée.

39. La planification mensuelle de la demande et des sources d'approvisionnement gazier.

40. Les revenus d'optimisation prévus par type de transactions.

4.6 Rentabilité du plan de développement et des ventes

Fournir les informations suivantes :

41. Description, par marché et au global, des éléments suivants, pris en compte dans l'établissement de la rentabilité du plan de développement des ventes :
 - Les volumes de ventes additionnels pour les nouveaux clients et l'ajout de nouvelles charges;
 - Le coût des investissements prévus;
 - Les subventions projetées découlant des programmes commerciaux;
 - Les contributions potentielles des futurs clients;
 - Les taux de rendement interne, les indices de profitabilité et les points morts tarifaires;
 - Le calcul du revenu requis et les paramètres utilisés;
 - Tout autre renseignement pertinent.
42. Fichiers Excel permettant d'établir le revenu requis et la rentabilité.

4.7 Base de tarification

Présenter **sous forme de tableaux** les informations suivantes :

43. Pour l'année témoin projetée, la base de tarification globale et spécifique à chacun des services (distribution, fourniture, transport, équilibrage (besoins saisonniers et flexibilité opérationnelle) et SPEDE) et points de réception, ventilée entre les 13 soldes mensuels et la moyenne et détaillée selon les différentes composantes.
44. La base de tarification totale (mensuelle et moyenne des 13 soldes) de l'année témoin projetée ventilée par service.
45. L'évolution de la base de tarification pour l'année historique, l'année de base et l'année témoin projetée, selon le format utilisé par la Régie dans la décision du dossier tarifaire de l'année précédente.
46. Une comparaison des moyennes mensuelles de la base de tarification entre les données du dossier tarifaire de l'année précédente, de l'année de base et de l'année témoin projetée. Quantifier les écarts et expliquer toute variation significative.
47. Les additions à la base de tarification découlant du budget autorisé dans le cadre du dossier tarifaire de l'année précédente, ainsi que des prévisions de l'année de base et de l'année témoin projetée. Quantifier les écarts et expliquer toute variation significative.

48. Le détail des additions du développement informatique et du développement du réseau à la base de tarification découlant du budget autorisé dans le cadre du dossier tarifaire de l'année précédente, ainsi que des prévisions de l'année de base et de l'année témoin projetée. Quantifier les écarts et expliquer toute variation significative.
49. La conciliation de la valeur historique et l'amortissement cumulé des immobilisations et des contributions, entre l'année historique, l'année de base et les soldes d'ouverture de l'année témoin projetée.
50. La conciliation de la valeur historique et l'amortissement cumulé des immobilisations et des contributions pour la période de 12 mois close au 30 septembre de l'année témoin projetée.
51. Le détail du calcul de l'encaisse règlementaire selon l'étude « lead/lag » du fonds de roulement.
52. Les 13 soldes mensuels et la moyenne pour chaque composante du fonds de roulement (encaisse règlementaire, matériaux et inventaires de gaz) inclus dans la base de tarification.
53. Le rendement sur la base de tarification (soit le revenu net d'exploitation) avant et après impôts.
54. La ventilation de l'impôt sur le revenu (relié et non relié au rendement) sur la base de tarification établie selon la moyenne des 13 soldes.
55. L'état du passif au titre des prestations définies et des comptes de frais reportés liés aux avantages sociaux futurs inclus dans la base de tarification au 30 septembre et selon la moyenne des 13 soldes pour l'année de base et l'année témoin projetée. Présenter également l'impact sur la base de tarification ainsi que tout élément de conciliation avec les dépenses d'exploitation.
56. Au moins à tous les cinq ans, une étude des taux d'amortissement, incluant une analyse des résultats et une estimation de l'impact des modifications proposées sur la base de tarification et le revenu requis de l'année témoin projetée (avant et après changement).

4.8 Stratégie financière

Fournir les informations pour chacune des sous- sections suivantes :

Coût moyen pondéré du capital

57. Pour l'année témoin projetée, le calcul du taux moyen pondéré du coût en capital, après et avant impôts sur le revenu.
58. Pour l'année témoin projetée, sous forme de tableau, le détail de la structure du capital mensuelle ainsi que la moyenne des 13 soldes.
59. Le détail du coût de la dette à long terme de la moyenne des 13 soldes.
60. Le calcul de l'amortissement des frais d'émission de la dette à long terme de l'année témoin projetée.
61. Le calcul du taux effectif moyen des actions privilégiées.
62. Les rapports d'au moins deux agences de notation de crédit qui évaluent Énergir.

Coût en capital prospectif

63. Le calcul du coût en capital prospectif conformément à la décision D-97-25 pour l'année témoin projetée, après et avant impôts sur le revenu.

4.9 Revenu requis et ajustement tarifaire

Fournir les informations suivantes **sous forme de tableaux** :

64. Pour l'année témoin projetée et l'année de base, le détail du revenu requis ventilé par service : distribution, fourniture, SPEDE, transport et équilibrage (besoins saisonniers et flexibilité opérationnelle).
65. L'évolution du revenu requis total par service pour la période de l'année historique à l'année témoin projetée, selon le format utilisé par la Régie dans la décision du dossier tarifaire de l'année précédente.
66. L'ajustement tarifaire global ventilé par service : distribution, fourniture, transport, équilibrage (besoins saisonniers et flexibilité opérationnelle) et SPEDE.

67. Pour chacun des services de distribution, de transport et d'équilibrage, les principaux éléments expliquant la variation du revenu requis de l'année témoin projetée comparativement au revenu requis autorisé de l'année tarifaire précédente. Compléter les tableaux par l'impact sur les revenus découlant de la variation des volumes et l'ajustement tarifaire requis, selon le format utilisé par la Régie dans la décision du dossier tarifaire de l'année précédente.

4.10 Revenu net d'exploitation et coût de service

Fournir les informations suivantes :

68. Sous forme d'un état des résultats détaillé, l'évaluation du revenu net d'exploitation pour les périodes de 12 mois se terminant les 30 septembre de l'année témoin projetée, de l'année autorisée du dossier tarifaire précédent et de l'année de base. Quantifier et expliquer les écarts significatifs. Inclure également les volumes normalisés par catégorie de clientèle (petit et moyen débits, grandes entreprises et réception), l'impact de la normalisation, les volumes livrés et la base de tarification moyenne.

Fournir les informations **sous forme de tableau** pour chacune des sous-sections suivantes.

Section spécifique aux revenus

69. Le nombre moyen de clients, les quantités en teraJoules (TJ), les volumes (10^3m^3) et les revenus de distribution, pour les services continu et interruptible, ventilés par tarif. Fournir également le revenu en $\text{¢}/\text{m}^3$.
70. Les quantités (TJ), les volumes (10^3m^3) et les revenus de fourniture, transport et équilibrage. Fournir également le revenu en $\text{¢}/\text{m}^3$ et en $\text{\$/gigaJoule}$ (GJ).
71. Les composantes des autres revenus d'exploitation.
72. Le détail des sommes versées aux programmes commerciaux de rabais à la consommation (PRC) et de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC) à titre de rabais à la consommation.
73. La contribution GES.

Section spécifique aux dépenses nécessaires à la prestation du service

74. Le coût annuel du transport, les volumes de capacité journalière (10^3m^3) et les ratios de fonctionnalisation aux services de transport et d'équilibrage des diverses sources d'approvisionnement.
75. Les coûts annuels d'équilibrage, en distinguant ceux reliés aux besoins saisonniers de ceux liés à la flexibilité opérationnelle. Préciser les volumes de capacité journalière (10^3m^3), les frais de transport, les frais d'entreposage et l'optimisation des outils d'équilibrage.
76. Le coût annuel de distribution. Préciser le coût du gaz perdu et les autres frais.
77. Le détail mensuel de la fonctionnalisation des achats de gaz naturel par service (fourniture, transport et équilibrage) pour l'année témoin projetée.
78. Les coûts annuels de chacun des outils d'approvisionnement (prime fixe, fuel et frais variables et variation des frais reportés). Fournir également les débits quotidiens ($10^3\text{m}^3/\text{j}$) et les taux applicables ($\$/\text{GJ}/\text{mois}$ et $\$/\text{GJ}/\text{j}$).
79. L'analyse de l'évolution des dépenses d'exploitation entre les données autorisées dans le cadre du dossier tarifaire de l'année précédente et celles prévues pour les années de base et témoin projetées. Expliquer les différents éléments de variation significative.
80. Les dépenses d'exploitation de l'année témoin projetée ventilées selon les différents paramètres et intrants retenus aux fins d'application d'une formule paramétrique, le cas échéant.
81. Lorsque la méthode du coût de service est utilisée :
 - Les dépenses d'exploitation de l'année témoin projetée ;
 - Une comparaison des données de l'année témoin projetée avec celles autorisées dans le cadre du dossier tarifaire de l'année précédente et celles prévues pour l'année de base;
 - Le détail des dépenses entre les différents secteurs et selon le plan de main-d'œuvre;
 - Le détail de la réallocation des dépenses aux activités non réglementées.
82. Au moins tous les cinq ans, conjointement au dépôt d'une étude des taux d'amortissement :
 - l'état de la dépense d'amortissement des immobilisations de l'année témoin projetée par catégorie d'actifs, en précisant le taux d'amortissement, la valeur historique, l'amortissement cumulé et le solde non amorti des immobilisations au 1er octobre de l'année témoin projetée, basé sur les données de l'année de base

- l'état de l'amortissement cumulé des immobilisations par catégorie d'actifs pour l'année témoin projetée, le solde de début, l'amortissement, les coûts d'abandon, les retraits et le solde de la fin.
83. L'évolution et la conciliation des comptes de frais reportés, par catégorie d'actifs et par service, pour l'année de base et l'année témoin projetée, la dépense d'amortissement par catégorie d'actifs et par service, en précisant la période d'amortissement.
 84. Un suivi des comptes de stabilisation tarifaire pour la normalisation de la température et les charges financières, les additions, les intérêts et les amortissements.
 85. Les composantes des impôts fonciers et autres.
 86. Les composantes de la provision pour impôts sur le revenu présumé.
 87. L'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée.
 88. La composition de la charge liée aux avantages sociaux futurs (régimes de retraite et assurances collectives) établie selon la méthode actuarielle, incluant la portion attribuable aux activités non réglementées, ainsi que l'effet de la capitalisation aux immobilisations. Présenter une conciliation avec les dépenses d'exploitation.

4.11 Indice de qualité de service et condition d'accès au trop-perçu du service de distribution

89. Les indices de maintien de la qualité, les paramètres, seuils, cibles et pondérations applicables aux résultats réels de l'année tarifaire.
90. Le programme d'entretien préventif de l'année témoin projetée, par activités et par mois.

4.12 Système de plafonnement et d'échanges de droits d'émission de gaz à effet de serre

Contexte juridique et réglementaire

Énergir est soumise à la [Loi sur la qualité de l'environnement](#)¹⁷ et au *RDOCÉCA*¹⁸. Elle doit déclarer annuellement deux grandes catégories d'émissions de gaz à effet de serre (GES) : les émissions

¹⁷ RLRQ, chapitre Q-2.

¹⁸ RLRQ, chapitre Q-2, r. 15.

sur son réseau gazier, ainsi que les émissions de ses clients qui ne sont pas des « Émetteurs », tel que défini au *Règlement concernant le SPEDE* ¹⁹.

Énergir est également assujettie au *Règlement concernant le SPEDE*. Au terme d'une période de conformité, Énergir doit couvrir les émissions de GES qu'elle a déclarées conformément au *RDOCÉCA* et qui ont été vérifiées par un tiers, soit les émissions sur son réseau gazier, ainsi que les émissions de ses clients qui ne sont pas des « Émetteurs »²⁰, tel que défini au *Règlement concernant le SPEDE*.

Pour sa part, dans le cadre de l'article 49 de la Loi, la Régie doit notamment s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service d'Énergir sont justes et raisonnables. Ainsi, Énergir doit déposer à la Régie, pour approbation, sa stratégie d'achat des droits d'émissions de gaz à effet de serre pour chaque période de conformité.

De plus, en vertu de la décision D-2014-171 ²¹, Énergir doit également déposer un suivi administratif afin de présenter les éléments tenus en compte pour sa participation aux ventes aux enchères ainsi que les résultats obtenus.

Approbation des stratégies de conformité au SPEDE (acquisition de droits d'émission)

Lorsqu'Énergir dépose pour approbation une stratégie de couverture pour une période de conformité donnée, elle doit fournir et présenter chacun des éléments suivants :

91. L'historique, les changements réglementaires et tout autre élément de mise en contexte.
92. Les résultats des ventes aux enchères et une prévision de l'évolution des prix sur le marché primaire, secondaire et des crédits compensatoires.
93. La prévision des émissions de GES à couvrir pour chaque période de conformité visée. Expliquer tout changement appliqué depuis la dernière décision de la Régie en la matière. Pour le scénario de base, fournir les prévisions détaillées.
94. Une analyse de scénarios alternatifs de prévisions d'émissions de GES, selon de fortes et de faibles émissions de GES.

¹⁹ [RLRQ, chapitre Q-2, r. 46.1.](#)

²⁰ Voir les articles 2 et 2.1 du [Règlement concernant le SPEDE](#).

²¹ Décision [D-2014-171](#), par. 226.

95. Les différentes stratégies de couverture considérées aux fins d’approbation par la Régie pour la prochaine période de conformité, incluant les contraintes d’achat et de possession d’unités.
96. Le coût global des stratégies évaluées et une analyse justifiant la stratégie de couverture proposée. Inclure également une analyse de sensibilité et l’impact de la stratégie de couverture retenue sur le CFR SPEDE, le cas échéant.

4.13 Étude d’allocation du coût de service

Aux deux ans, fournir les informations suivantes :

97. Un document expliquant la fonctionnalisation et la classification, les résultats, une analyse des résultats par service et l’effet sur l’interfinancement de chacune des catégories tarifaires pour chacune des fonctions.
98. Les tableaux suivants :
 - Fonctionnalisation et classification par service contenant les éléments suivants :
 - description des rubriques;
 - prévisions budgétaires;
 - facteur de répartition de l’étude de l’année précédente et de l’année de l’étude.
 - Détail de la répartition des coûts de distribution entre les catégories tarifaires pour les principales rubriques des différentes fonctions;
 - Détail des facteurs de répartition en pourcentage par fonctions et par tarifs;
 - Répartition des coûts par service, incluant les éléments suivants :
 - sommaire (en \$ et ¢/m³) par palier pour chacun des tarifs;
 - sommaire (en \$ et ¢/m³) pour chacun des tarifs.
99. La liste des facteurs de répartition et la méthode de calcul retenue.

4.14 Stratégie tarifaire et établissement des grilles tarifaires

Fournir les informations suivantes :

100. Lorsqu’il y a proposition de modifications aux structures tarifaires, une évaluation de leur impact financier dont, entre autres, l’impact sur les cas types, sur la génération des revenus et sur l’interfinancement.

101. Explication de l'approche d'établissement de la grille tarifaire pour l'année témoin projetée, principalement pour les éléments suivants :
- Fonctionnalisation des coûts;
 - Service de distribution;
 - Service de transport;
 - Service d'équilibrage;
 - Service de réception;
 - Fourniture de gaz naturel renouvelable;
 - Intégration des modifications aux structures tarifaires, le cas échéant.
102. Un sommaire des résultats.
103. Sous forme de tableau de fonctionnalisation et pour chacun des services, les prévisions de l'année témoin projetée pour les volumes annuels, la base de tarification et des coûts. Fournir le coût unitaire en ¢/m³.
104. Le détail du calcul des éléments suivants :
- Prix du service de transport;
 - Prix du service d'équilibrage;
 - Taux de réception pour chaque point de réception;
 - Prix du gaz naturel renouvelable.
105. La répartition tarifaire, pour chacun des sous-tarifs, permettant de générer les revenus de distribution.
106. Comparaison des grilles tarifaires en deux phases, soit avant et après intégration des modifications, à partir des tableaux suivants :
- Grille actuelle et proposée;
 - Comparaison des revenus actuels et proposés;
 - Détail des revenus d'ajustements reliés aux inventaires actuels et proposés;
 - Détail des revenus de transport et équilibrage actuels et proposés;
 - Comparaison des taux actuels et proposés;
 - Détail des taux d'ajustements reliés aux inventaires actuels et proposés;
 - Détail des taux de transport et équilibrage actuels et proposés;
 - Comparaison des taux actuels et proposés du Tarif D₁ - Cas types zone sud - Clients en service de fourniture de gaz naturel d'Énergir.
107. À tous les cinq ans, une carte des zones de consommation. Pour chacune des zones, présenter la demande prévue, l'approvisionnement prévu en GSR produit au Québec.

4.15 Texte des Conditions de service et Tarif

Fournir les informations suivantes :

108. La présentation et la justification des modifications proposées aux CST.
109. Le texte des CST en vigueur, dans ses versions française et anglaise, dans lesquelles sont intégrées les modifications proposées en mode « suivi des modification », les ajouts aux CST soulignés en bleu et les retraits barrés en rouge, pour des fins de lisibilité, tel qu'indiqué précédemment en page 8.

5. INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LES PROGRAMMES ET MESURES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LEUR BUDGET ANNUEL

5.1 Contexte juridique et réglementaire

Énergir doit soumettre à l'approbation de la Régie les programmes et mesures du *Plan directeur* prévu par l'article 17.1.4 de la [Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune](#)²² dont elle est responsable (ainsi que toute modification à ces programmes ou mesures) ainsi que l'apport financier nécessaire à la réalisation de ceux-ci, en vertu de l'article 85.41 de la Loi.

L'article 49 de la Loi prévoit également que la Régie doit tenir compte des budgets annuels alloués par Énergir à la réalisation des programmes et des mesures dont elle est responsable en vertu du *Plan directeur*, aux fins de l'établissement du revenu requis et des additions à la base de tarification.

La décision D-2019-088²³ précise le nouveau cadre législatif ainsi que les attentes quant au traitement annuel des programmes d'efficacité énergétique (PEÉ) des distributeurs et de leurs évaluations périodiques. L'information demandée dans la présente section du Guide découle principalement de cette décision.

L'adoption de la [Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification](#)²⁴ abolit Transition énergétique Québec (TEQ) en tant qu'organisme indépendant et confie au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles la responsabilité d'élaborer les plans directeurs. Elle maintient cependant la

²² RLRQ chapitre M-25.2.

²³ Décision [D-2019-088](#), p. 97 à 100, 102 et 122.

²⁴ LQ 2020, c 19.

compétence de la Régie prévue à l'article 85.41 de la Loi, en ce qui a trait à l'approbation des programmes et mesures d'Énergir prévus dans ce plan.

5.2 Informations requises dans le cadre du dossier tarifaire annuel

Fournir les informations suivantes :

110. Les prévisions initiales des PEÉ, incluant les volets et les sous-volets, pour la période totale ainsi que pour chaque année du *Plan directeur*, telles que déposées dans le cadre du dossier R-4043-2018.
111. Les informations adéquatement référencées, avec des liens hypertextes lorsque possible.
112. Pour les ajustements à la marge proposés, les informations relatives aux PEÉ, avec le même niveau de détail contenu dans les fiches des PEÉ décrites au paragraphe 121.
113. Pour chacun des PEÉ, les résultats du test de l'administrateur public (TAP)²⁵ et de tout autre test approprié ou pertinent (test du coût total en ressources (TCTR), test du participant (TP) et test de neutralité tarifaire (TNT)), sous forme monétaire et sous forme de ratio. Documenter les objectifs, les applications, les hypothèses, la formule et les intrants de ces tests, incluant les bénéfices non énergétiques, le cas échéant.
114. Tout ajustement proposé au calendrier d'évaluations et d'études périodiques pour chaque année du *Plan directeur*.
115. Tous les tableaux dans un format permettant d'effectuer une recherche par texte.
116. Un tableau des budgets, selon le format de présentation approuvé²⁶, incluant :
 - Le budget global annuel autorisé dans le cadre de l'examen du *Plan directeur* ainsi qu'une ventilation des budgets par PEÉ;
 - L'ajustement demandé au budget global autorisé ainsi que les ajustements aux budgets par PEÉ;
 - Le budget global et les budgets ventilés par PEÉ pour l'année témoin projeté, en tenant compte des modifications proposées.
117. Les suivis de décisions de la Régie incluant, lorsqu'applicable, les suivis en lien avec l'étude du *Plan directeur*²⁷.

²⁵ Dans le cadre de l'examen du prochain plan directeur, décision D-2019-088, par. 515.

²⁶ Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-028](#), p. 23 et pièce [B-0263](#), p. 8.

²⁷ Dossier R-4043-2018.

118. Les mises à jour périodiques des éléments suivantes :

- Le calendrier d'études, de façon administrative;
- Les coûts évités de gaz (base et chauffage) ainsi que les coûts évités d'autres formes d'énergie autorisées par la Régie (exemple : kWh d'électricité), suivant le calendrier d'études, de façon administrative. Inclure l'explication de la méthodologie d'établissement des coûts évités ou la référencer;
- Les études de potentiel technico économique (PTÉ) en énergie, suivant le calendrier d'études, de façon administrative;
- Les taux d'actualisation retenus;
- Les différents facteurs de conversion utilisés, le contenu énergétique du gaz naturel et son facteur d'émission.

Modifications aux PEÉ existants

Advenant une demande de modifications aux PEÉ, fournir les informations suivantes :

119. Confirmation de obtention de l'aval préalable du Secteur de la transition énergétique du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, le cas échéant.

120. Les éléments justificatifs incluant, notamment²⁸ :

- Toute évaluation d'impact, de processus, de marché et de transformation de marché ou toute étude connexe (révision périodique des coûts évités de gaz);
- Les critères appliqués;
- Les études de référence avec leurs liens hypertextes;
- Tout suivi de décision pertinent aux demandes de modifications à la marge au PEÉ;
- Des explications faisant le lien avec les fiches de volets et sous-volets du PEÉ décrites ci-après.

121. Les fiches des PEÉ²⁹, notamment :

- Titre, paramètres définissant la base de référence et le marché cible.
- Mise à jour des données et paramètres du cas type à partir des évaluations et études ou à partir du suivi interne d'Énergir, notamment :
 - Économies unitaires brutes de gaz (m³);
 - Gains unitaires bruts de gaz (m³/btu/hr);
 - Capacité moyenne des appareils à gaz (btu/hr);

²⁸ Décision [D-2019-088](#), p. 102 et 122.

²⁹ Dossier R-4043-2018, [D-2019-088](#), p. 33.

- Économies ou pertes unitaires d'autres formes d'énergie autorisées par la Régie et considérées exclusivement dans le calcul des tests économiques (par exemple : kWh);
- Coût incrémental (\$);
- Aide financière unitaire (\$);
- Effets de distorsion considérés ventilés par type. Par exemple, les taux d'opportunisme, d'entraînement et d'effritement (%) et l'effet de bénévolat (m³);
- Durée de vie (années).
- Autres données ou paramètres utilisés pour le calcul des projections :
 - Participants bruts;
 - Économies brutes et nettes totales de gaz (m³);
 - Économies ou pertes d'autres formes d'énergie autorisées (par exemple : kWh);
 - Aides financières totales (\$);
 - Frais d'exploitation ventilés (\$).
- TCTR, TP et TNT, ou tout autre test autorisé par la Régie, sous forme monétaire et de ratio.

122. Les formules de calcul détaillées des tests économiques, une description des intrants et des hypothèses retenues.

123. Les calculs des prévisions des tests économiques devront être basés sur les consignes de la version la plus récente du *National Standard Practice Manual for Assessing Cost-effectiveness of Energy Efficiency Resources*, notamment quant aux coûts et bénéfices liés aux opportunistes, aux bénévoles et aux clients « entraînés ».

Ajouts à l'offre existante

Advenant l'ajout de nouveaux PEÉ, ajouter les éléments suivants aux informations demandées pour les *Modifications aux PEÉ existants* :

124. Le titre, une brève description, les objectifs, le ou les types d'appareils, le choix du marché ou du secteur visé ainsi que l'avantage de sa mise en application.

125. Les critères d'admissibilité, la calibration et les modalités des montants d'aide financière , la base de référence.

126. Les éléments justifiant ces choix, notamment les dernières informations disponibles sur la documentation des programmes d'autres distributeurs, ou celle des anciennes initiatives (par exemple, évaluations des programmes), le cas échéant.

127. Les informations adéquatement référencées, avec des liens hypertextes lorsque possible.
128. Tout ajustement proposé au calendrier d'évaluations et d'études périodiques pour chaque année du *Plan directeur*.
129. Tous les tableaux dans un format permettant d'effectuer une recherche par texte.

6. INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LES PROGRAMMES COMMERCIAUX

6.1 Contexte juridique et règlementaire

Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel en vertu de l'article 49 de la Loi, la Régie doit notamment établir la base de tarification d'Énergir en tenant compte des programmes commerciaux et des dépenses afférentes aux programmes commerciaux.

De plus, en vertu de l'article 74 de la Loi, Énergir doit soumettre à l'approbation de la Régie ses programmes commerciaux. Lorsqu'elle étudie une telle demande d'approbation, la Régie doit tenir compte de l'évolution des pratiques commerciales et de la rentabilité des programmes commerciaux en considérant leurs impacts sur les tarifs.

6.2 Exigences de dépôt générales

Fournir :

130. Un rapport sur la reconduction, le cas échéant, des programmes commerciaux existants ou sur les modifications proposées ou sur les nouveaux programmes proposés.
131. Tous les tableaux sous le format Excel, incluant les formules lorsque possible.

6.3 Demande d'approbation d'un nouveau programme commercial

Fournir les informations suivantes.

132. La description du programme :
- Objectifs visés ;
 - Définitions et abréviations utilisées dans le document;

- Dispositions générales :
 - Application du programme;
 - Admissibilité au programme;
 - Nature et limite du programme;
 - Critères et conditions d'admissibilité pour obtenir l'aide en vertu du programme;
 - Dépenses reconnues et admissibles dans le cadre du programme;
 - Autres dispositions et conditions prévues.

133. Les modalités, les impacts et les coûts du programme :

- Les modalités et méthodes de calcul des montants d'aide prévus au programme;
- Les détails de l'approche (cas par cas ou de masse);
- Les règles d'application;
- Les impacts anticipés du programme;
- Les mesures de rentabilité et d'impact tarifaire;
- Les montants d'aide et les taux d'aide prévus;
- Les coûts anticipés du programme.

134. Les informations requises aux fins de suivi du programme :

- Les détails sur la manière dont l'information sera rapportée.
- L'ensemble des éléments permettant à la Régie d'apprécier la détermination des montants d'aide et le respect des balises établies avec un niveau de détail comparables aux pièces déposées dans les dossiers de rapport annuel;
- Lorsque pertinent, les grilles d'analyse pour les cas types.

135. Les montants du programme d'aide signés et versés.

7. INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LES PROJETS D'INVESTISSEMENT

7.1 Contexte juridique et réglementaire

Les articles 33, 73 et 114 de la Loi, ainsi que le *Règlement sur les conditions*³⁰ encadrent les demandes d'autorisation des projets d'investissement. Notamment, avant de rendre une décision qui peut modifier l'utilisation d'un immeuble situé dans une aire retenue pour fins de contrôle ou dans une zone agricole établie suivant la [Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles](#)³¹, la Régie doit obtenir un avis de la Commission de protection du territoire agricole du Québec.

Une autorisation de la Régie de l'énergie est requise pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de distribution dans le cadre d'un projet d'investissement d'un coût égal ou supérieur à 4 000 000 \$. Une autorisation est également requise pour les projets dont le coût est inférieur à ce seuil et qui n'ont pas encore été reconnus prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de gaz naturel en vertu de l'article 49 de la Loi.

7.2 Projets dont les coûts sont égaux ou supérieurs à 4 M\$

Fournir les informations requises pour chacune des sous-sections suivantes :

Exigences de dépôt générales

136. Une demande d'autorisation conforme aux exigences du *Règlement sur les conditions*. La demande doit être accompagnée des affirmations solennelles requises.
137. Une analyse des impacts du projet sur l'application de la Loi, de ses règlements et des ordonnances ou décisions de la Régie, le cas échéant.

³⁰ RLRQ, chapitre R-6.01, r. 2.

³¹ RLRQ, chapitre P-41.1.

Objectifs visés et description

138. La description en détail du projet, de chacune de ses composantes, de la démarche de mise en œuvre et de l'échéancier.
139. La description et la quantification des objectifs du projet, en précisant, notamment, les catégories d'investissement appropriées.
140. La description de la situation actuelle et des modifications apportées par le projet. Au besoin, description de l'ensemble des actions, des projets ou du programme dans lequel le projet s'inscrit.
141. Le cas échéant, la description des projets pilotes réalisés et de leurs résultats.
142. La liste des principales normes techniques applicables au projet, identifiant celles qui motivent ou qui influencent le choix de la solution retenue et justifiant, au besoin, le choix de certaines normes (internes ou d'organismes externes).

Bénéfices non énergétiques (BNÉ)

Définition de BNÉ : « impacts qui : i) découlent du projet; ii) ne sont pas de nature énergétique et iii) bénéficient à la clientèle, à Énergir et/ou à la société québécoise. »

Voici, à titre indicatif uniquement, quelques exemples de BNÉ³² :

Consommateurs	Société	Energir
Augmentation de la productivité	Réduction des émissions de gaz à effet de serre	Contribution aux efforts de décarbonation
Amélioration du confort	Amélioration de la qualité de l'air	Rehaussement de l'acceptabilité sociale du projet d'investissement
Augmentation de la valeur de la propriété	Développement économique et création d'emplois	

³² Voir, par exemple le Rapport de la firme Dunsky : [Bénéfices non énergétiques \(BNÉ\) Orientation sur la prise en compte dans la pratique réglementaire, 2021](#) et la Présentation du Pr. Krolik : [Les bénéfices sociaux et environnementaux dans les réseaux autonomes du Nunavik](#), septembre 2021.

143. *Alignement avec les objectifs des politiques énergétiques*: lorsqu'applicable, décrire dans quelle mesure le projet est aligné avec les objectifs des politiques énergétiques du gouvernement du Québec ou est cohérent avec ses cibles de réduction de GES.
144. *BNÉ associés au projet*: lorsqu'applicable, décrire les BNÉ associés au projet. Par exemple, le projet entraîne-t-il une diminution nette des émissions de GES? Le cas échéant, fournir des informations relatives à la réduction totale de GES générée par la réalisation du projet.
145. *Prise en compte des BNÉ* : Décrire la manière dont les BNÉ associés au projet peuvent être pris en compte et ce, selon l'une des trois approches suivantes :
1. Valeur des BNÉ, telle qu'évaluée par Énergir;
 2. Un facteur d'ajustement générique pour tenir compte des BNÉ associés au projet, le cas échéant;
 3. Toute autre approche qu'Énergir considère pertinente.
146. *Appui financier* : Préciser si le projet a fait l'objet d'un appui financier de la part du gouvernement du Québec ou d'un autre palier de gouvernement en vue de l'atteinte de cibles climatiques ou énergétiques gouvernementales, le cas échéant.

Justification en relation avec les objectifs visés

147. La justification du projet en termes techniques, économiques, règlementaires ou légaux, en démontrant la manière dont les objectifs visés seront atteints.
148. La justification du niveau d'investissement prévu dans chaque catégorie, selon les différents éléments pertinents.

Coûts du projet

149. Le tableau des coûts par catégorie, incluant la contingence, les frais généraux corporatifs et les subventions, le cas échéant.
150. Le cas échéant, les coûts qui seraient encourus si le projet n'était pas réalisé (cas du statu quo).
151. Lorsque requis par la nature et l'échéancier du projet, préciser et expliquer le montant des investissements qui s'étalent sur plus d'une année.

Étude de faisabilité économique

152. Les principales normes ou critères techniques utilisés dans les études, ainsi que les analyses coûts-bénéfices ayant conduit à leur choix, s'ils sont nouveaux.
153. L'étude de faisabilité économique, incluant le calcul de la valeur actuelle nette (VAN), et le chiffrier électronique correspondant (analyse financière du projet), ainsi qu'une analyse de sensibilité sur les principaux paramètres, incluant une description du modèle d'analyse.

Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois

154. La liste des différents permis ou autorisations requis par le projet et indiquer ceux qui sont déjà obtenus.

Impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité

155. Le cas échéant, les prévisions de ventes additionnelles de gaz naturel et les autres revenus attribuables au projet.
156. Les hypothèses et paramètres retenus pour l'analyse économique et tarifaire, entre autres, le coût du capital, les taux d'actualisation, les périodes et méthodes d'amortissement, les valeurs résiduelles, la période d'analyse, les contributions externes, les réinvestissements en capital et la valeur actuelle de ces réinvestissements. Justifier ces hypothèses et paramètres, au besoin, en fournissant les références.
157. Le cas échéant, les ententes et engagements contractuels pertinents au projet, incluant les contributions financières de chaque partie concernée.
158. L'analyse de l'impact sur les revenus requis ou sur les tarifs d'Énergir et fournir celle-ci sous format Excel, incluant les formules lorsque possible. Déposer une analyse de sensibilité sur les principaux paramètres.

Impact sur la qualité de prestation du service de distribution

159. Les objectifs poursuivis par l'amélioration de la qualité et la fiabilité du service, en précisant la contribution des investissements à l'atteinte de ces objectifs, le cas échéant.

160. L'analyse de l'impact du projet sur la qualité du service, le cas échéant, par zone, par région ou par type de clients, en quantifiant cet impact lorsque possible.

Autres solutions envisagées le cas échéant

161. La description des autres solutions envisagées, ainsi que leurs avantages et inconvénients, incluant à l'égard des bénéfices non énergétiques.

162. Une comparaison des aspects techniques et économiques, des coûts, des échéanciers, des impacts sur la qualité du service ainsi qu'une évaluation des risques associés à chaque solution, selon le niveau de détail approprié.

163. Les études ou analyses comparatives ayant mené au choix de la solution proposée. Présenter les paramètres économiques utilisés. Au besoin actualiser les coûts estimés lors de ces études et les comparer à ceux du projet.

164. Le cas échéant, une description des projets pilotes réalisés et de leurs résultats.

7.3 Informations requises au dossier tarifaire quant à la demande d'approbation des projets d'investissement dont les coûts sont inférieurs à 4 M\$

Présenter au dossier tarifaire, tel qu'approuvé dans la décision D-2020-126³³ et décrit à la pièce B-0464 du dossier R-3867-2013, phase 3, les informations requises et les informations suivantes :

165. Intégrer dans la description des investissements une description des actifs visés qui en reflète la nature, incluant une catégorie distincte pour les investissements en Développement associé au GSR. Présenter aux additions à la base de tarification une catégorie distincte de la catégorie Développement du réseau, les additions en lien avec le Développement associé au GSR;

166. Déposer au soutien de la demande d'autorisation des investissements inférieurs au seuil, sous format Excel, incluant les formules lorsque possible, les modèles appuyant les résultats des impacts tarifaires pour les investissements en Développement associé au GSR sur l'horizon de 20 ans, les investissements en Développement du réseau excluant le GSR selon la classe d'actifs et les investissements non générateurs de revenus additionnels.

³³ Décision [D-2020-126](#); pièce [B-0464](#), annexe 1, sections 2.1 à 2.6

167. Aux fins de l'article 73, la description des catégories d'investissement suivantes est présentée dans le dossier tarifaire, en soutien à la demande d'approbation des projets d'investissements inférieurs au seuil : Développement réseau et renforcement, Développement associé au GSR, Amélioration réseau, Entreposage du gaz naturel, Installations générales, Frais généraux corporatifs et Subventions.

8. INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC LE RAPPORT ANNUEL

8.1 Contexte juridique et réglementaire

Selon l'article 75 de la Loi,

« [...] un distributeur de gaz naturel doit, chaque année, à l'époque fixée par la Régie, fournir à cette dernière un rapport comprenant les renseignements suivants :

1° son nom;

2° dans le cas d'une société qui exploite une entreprise, son capital social, les diverses émissions de titres faites depuis l'établissement de l'entreprise ou depuis le dernier rapport et les noms des administrateurs;

3° son actif, son passif, ses dépenses et ses revenus de l'année;

4° les prix et taux exigés au cours de l'année;

5° tout autre renseignement que peut exiger la Régie. »

Fournir les informations requises pour chacune des sous sections suivantes.

8.2 Exigences de dépôt générales

168. Les résultats réels de l'exercice et le budget autorisé dans le cadre du dossier tarifaire. Quantifier les écarts et expliquer toute variation significative.

169. Pour les tableaux sous le format Excel, incluant les formules lorsque possible.

170. Tous les éléments du revenu requis regroupés en un seul tableau Excel lorsque possible.

8.3 Résultats financiers

171. Le sommaire exécutif sur les résultats financiers.

172. L'organigramme du Groupe corporatif, la liste des administrateurs et la liste des dirigeants d'Énergir.
173. Les états financiers non consolidés d'Énergir des exercices terminés les 30 septembre de l'année courante et de l'année précédente incluant le rapport des auditeurs indépendants.
174. Une comparaison des résultats réels de l'activité réglementée avec le budget autorisé, incluant une quantification des écarts et une explication de toute variation significative.
175. Une conciliation de l'état des résultats du rapport financier non consolidé d'Énergir et l'état des résultats de l'activité réglementée, incluant le détail des reclassifications de l'état des résultats.
176. La comparaison des résultats réels des dépenses d'opération et plan de main-d'œuvre par secteur avec le budget autorisé. Quantifier les écarts et expliquer toute variation significative.
177. Un sommaire des lettres de crédit et frais afférents aux régimes de retraite pour l'exercice terminés le 30 septembre, le cas échéant.
178. Une attestation que les conventions, méthodes et pratiques comptables utilisées lors de l'établissement du rapport annuel sont conformes à celles autorisées lors du dossier tarifaire correspondant et dans le cas contraire, de mentionner les éléments discordants et d'en justifier la pertinence.
179. Une présentation des taux d'amortissement intérimaires estimés et une justification de leur utilisation.
180. La réallocation des dépenses aux activités non réglementées.
181. La mise à jour des coûts marginaux de prestation de services long terme, le cas échéant.

8.4 Indices de maintien de la qualité de service

182. Un rapport sur les résultats des indices de maintien de la qualité de service.

8.5 Base de tarification

183. Sous forme de tableau, la base de tarification mensuelle ainsi que la moyenne des 13 soldes en ventilant le poste immobilisations selon les rubriques principales.

184. Le total de la base de tarification mensuelle et la moyenne des 13 soldes, pour les services de distribution, fourniture, transport et équilibrage (besoins saisonniers et flexibilité opérationnelle).
185. La ventilation de l'impôt sur le revenu relié au rendement et du rendement sur la base de tarification, pour les services de distribution, fourniture, transport et équilibrage (besoins saisonniers et flexibilité opérationnelle).
186. Le cas échéant, le détail du calcul du compte de frais reportés relatif à l'impôt sur le revenu.
187. Le détail du calcul de l'impôt sur le revenu relié au rendement.
188. Le calcul du rendement de l'avoir propre et des actions privilégiées avant et après impôt selon le taux nominal et le taux effectif.
189. Le détail du calcul de l'étude « lead/lag » du fonds de roulement.
190. La comparaison des soldes d'ouverture et les moyennes des 13 soldes de la base de tarification réelle et le budget autorisé, incluant une présentation des écarts et l'explication de toute variation significative.
191. La comparaison des additions réelles à la base de tarification au budget autorisé, incluant une quantification des écarts et l'explication de toute variation significative.
192. Une ventilation et la comparaison des additions réelles à la base de tarification des actifs intangibles au budget autorisé incluant une quantification des écarts et l'explication de toute variation significative.
193. La comparaison des additions réelles à la base de tarification au budget autorisé des frais généraux corporatifs capitalisés incluant une quantification des écarts et l'explication de toute variation significative.
194. Au moins une fois tous les cinq ans, conjointement à l'étude quinquennale des taux d'amortissement, le sommaire de la valeur historique et de l'amortissement cumulé des immobilisations.
195. L'état du passif au titre des prestations définies et des comptes de frais reportés liés aux avantages sociaux futurs.
196. Une conciliation des états financiers non consolidés, de la base de tarification et de la structure de capital en date de la fin d'exercice.

197. Les coûts et solde du compte de frais reportés reliés au processus de consultation règlementaire³⁴.

8.6 Structure financière

198. Le calcul des taux moyens du coût du capital de base, autorisé et réalisé.

199. Le calcul du coût de la dette à long terme de la moyenne des 13 soldes.

200. Le calcul du taux effectif moyen des actions privilégiées.

8.7 Analyse de la performance

201. Pour chacun des services de distribution, de fourniture, de transport, d'équilibrage (besoins saisonniers et flexibilité opérationnelle) et le SPEDE :

- Une ventilation du trop-perçu ou manque à gagner;
- Une comparaison des revenus réels au budget autorisé;
- Une comparaison des coûts réels au budget autorisé;
- Une ventilation de l'état du revenu requis établi lors du dossier tarifaire;
- Une ventilation du coût de service réel;
- Le calcul du trop-perçu et des quotes-part allouées aux associés et aux clients.

8.8 Revenus et coûts d'approvisionnement

202. La comparaison des résultats réels du nombre moyen de clients, des volumes normalisés (10^3m^3) et des revenus de distribution avec le budget autorisé, ventilés par tarif. Expliquer les écarts de volumes et de nombres de clients entre le rapport annuel et le dossier tarifaire.

203. La comparaison des résultats des volumes réels (10^3m^3) et des revenus de fourniture, transport, équilibrage et SPEDE, avec le budget autorisé.

³⁴ Décision D-2016-191, p. 18, par. 43.

204. La comparaison des résultats des volumes réels (10^3m^3) et des revenus de transport et d'équilibrage, avec le budget autorisé, ventilés par tarif.
205. La comparaison des résultats réels du coût annuel de transport avec le budget autorisé en précisant les volumes de capacité journalière (10^3m^3) et les ratios de fonctionnalisation aux services de transport et d'équilibrage des diverses sources d'approvisionnement.
206. La comparaison des résultats réels du coût annuel d'équilibrage avec le budget autorisé, en distinguant ceux reliés aux besoins saisonniers de ceux liés à la flexibilité opérationnelle. Préciser les volumes de capacité journalière (10^3m^3), les frais de transport, les frais d'entreposage et l'optimisation des outils d'équilibrage. Expliquer toute variation significative.
207. La comparaison des résultats réels du coût annuel de distribution avec le budget autorisé, en précisant le coût du gaz perdu. Expliquer toute variation significative.
208. Le calcul de la fonctionnalisation des achats de fourniture par service et par outil d'approvisionnement.
209. La définition des rubriques des coûts annuels du transport, de l'équilibrage et de la distribution.
210. Le calcul du taux d'allègement du tarif de transport.
211. Le rapport de suivi des coûts et volumes associés à l'activité de vente de GNL et de la répartition des coûts de l'usine LSR.
212. Le coût de maintien de la fiabilité.
213. Le rapport d'utilisation quotidienne de l'usine LSR (10^3m^3).
214. Le suivi sur les déséquilibres volumétriques liés à la regazéification de GM GNL.
215. Le suivi du compte de frais reportés pour les trop-perçus ou les manques à gagner associés aux différents points de réception.

8.9 Comptes de nivellement

- 216. Les additions en capital portées au compte de nivellement de la température et du vent.
- 217. La contrepartie partielle de la normalisation pour l'exercice.
- 218. Les additions en capital portées au compte de nivellement des charges financières.
- 219. Les additions en capital portées au compte de nivellement du gaz perdu et les taux mensuels de fourniture, de transport et de SPEDE.

8.10 Impôts sur le revenu

- 220. Les calculs de la provision pour impôts sur les revenus présumés.
- 221. Le rapport des auditeurs indépendants sur les impôts sur les revenus présumés conformément à la décision D-90-75.

8.11 Plan d'approvisionnement

- 222. Détail des composantes de la demande et les sources d'approvisionnement gazier (10^6m^3) réels, ventilées par mois ainsi qu'en hiver et en été, à la prévision du dossier tarifaire. Présenter les interruptions nettes et les définitions des rubriques.
- 223. Un rapport sur l'évolution des outils d'approvisionnement et l'examen des transactions d'optimisation effectuées à partir des outils de transport et d'entreposage, réparties à des fins opérationnelles et financières.
- 224. Un rapport sur les revenus générés par le service de gaz d'appoint.
- 225. Un rapport sur la diversification des indices d'achats de fourniture.
- 226. Un rapport sur la stratégie de gestion des retraits et injections au site d'entreposage souterrain d'Enbridge Gas, situé à Dawn.
- 227. Les transactions conclues avec une société apparentée.
- 228. Un rapport sur l'approvisionnement en GSR d'Énergir auprès de la ville de Saint-Hyacinthe.
- 229. Les détails des contrats d'approvisionnement existants de transport.

- 230. Le détail du compte d'écart généré entre le coût réel déboursé par Énergir pour l'acquisition du GSR – suivi de la décision D-2021-158³⁵.
- 231. Les transactions d'échange géographique avec un client de la franchise comportant un point d'échange dans la franchise.
- 232. Le défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre des transactions gazières.
- 233. Un rapport de gestion des préavis de sortie du service de transport d'Énergir.

8.12 Efficacité énergétique

Fournir les informations suivantes :

- 234. L'établissement des frais reportés relatifs aux PEÉ.
- 235. Le rapport annuel de suivi des PEÉ comportant une comparaison entre les résultats obtenus et les prévisions examinées au dossier du *Plan directeur* ou ajustées dans le cadre d'un dossier tarifaire subséquent.
- 236. En fonction du calendrier, toute évaluation d'impact, de processus, de marché et de transformation de marché, en spécifiant les objectifs recherchés et en documentant les intrants ainsi que l'utilisation et l'application des tests.
- 237. La mise à jour des paramètres découlant d'un suivi interne d'Énergir.
- 238. Une explication des écarts significatifs obtenus, pour chaque fiches des PEÉ.
- 239. Le budget total annuel requis, les économies nettes totales de gaz naturel (m³) et les émissions de CO₂ évitées annuelles (tCO₂e).
- 240. Les calculs détaillés des tests économiques.
- 241. Les taux d'actualisation retenus.
- 242. Les différents facteurs de conversion utilisés, le contenu énergétique du gaz naturel et son facteur d'émission.
- 243. Tout suivi de décision de la Régie ou découlant de l'examen du *Plan directeur*³⁶.
- 244. Le mode d'établissement et le calcul des frais reportés relatifs au PEÉ.

³⁵ Décision [D-2021-158](#), p. 137 et ss., par. 606 à 619.

³⁶ Dossier R-4043-2018.

- 245. Les informations adéquatement référencées, avec des liens hypertextes lorsque possible.
- 246. Tous les tableaux dans un format permettant d'effectuer une recherche par texte.
- 247. Pour la période 2018 à 2023, les suivis d'évaluations et d'études, selon le calendrier approuvé et les exigences contenues à la décision D-2019-088³⁷.

8.13 Substitution et autres programmes d'aide

- 248. Le bilan annuel de l'utilisation des sommes du compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP) selon les termes prévus à la décision D-2020-145³⁸.
- 249. Un bilan annuel des programmes PRC et PRRC (suivi des décisions D-2018-096 et D-2019-124³⁹).
- 250. Le rapport de suivi du programme du compte d'aide au soutien social (CASS).

8.14 Plan de développement

- 251. Au cours du mois suivant la fin de son année financière, tel que requis dans la décision D-2019-176⁴⁰, une liste identifiant les projets inférieurs au seuil ainsi que leur coût respectif.
- 252. La comparaison entre le plan de développement réalisé a priori et celui du budget autorisé, par catégorie de clients pour les ventes totales, les nouvelles ventes et les ajouts de charge. Présenter les suivis de la décision D-2018-080 concernant les projets de renforcement et cas d'exception, les contributions financières des clients ainsi que le suivi prévu à la décision D-2021-082⁴¹.
- 253. Le suivi après trois ans de la rentabilité a posteriori du plan de développement du marché résidentiel global, nouveaux clients et les ajouts de charge et du marché affaires global, nouveaux clients et les ajouts de charge.
- 254. Les paramètres et hypothèses utilisés dans le calcul.
- 255. L'analyse des écarts significatifs pour le marché résidentiel global et le marché affaires global, pour les nouveaux clients et les ajouts de charge.

³⁷ Décision [D-2019-088](#), p. 109 et ss., par. 386 à 420.

³⁸ Décision [D-2020-145](#), p. 98, par. 398 et 399.

³⁹ Décisions [D-2018-096](#), p. 38, par. 112 à 114; [D-2019-124](#), p. 40, section 2.6.

⁴⁰ Décision [D-2019-176](#), p. 15, par. 50.

⁴¹ Décision [D-2021-082](#), p. 26, par. 83.

256. Le suivi de la décision D-2019-124⁴² concernant l'optimisation de la production des suivis a posteriori.

257. La méthode d'établissement des données réelles par composante de revenus requis pour le marché résidentiel et affaires pour les nouveaux clients et pour les ajouts de charge.

8.15 SPEDE

258. Le rapport annuel relatif au SPEDE.

259. L'évolution du CFR SPEDE du suivi de la décision D-2014-171⁴³.

8.16 Base de données

260. La mise à jour de la base de données produite dans l'annexe du rapport sur l'évaluation du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance d'Énergir dans le dossier R-3693-2009, ainsi que les tableaux transférés à la base de données par la décision D-2022-123.

8.17 Projets d'investissement au-delà du seuil réglementaire

261. Les suivis exigés dans les décisions de la Régie du gaz naturel et de la Régie de l'énergie.

8.18 Autres documents nécessaires à certains suivis

262. Détails des transactions entre apparentées.

263. Balance de vérification.

264. États financiers des filiales opérantes d'Énergir détenues à 100 % et à moins de 100 % lorsqu'elles sont réglementées et opèrent dans le secteur de l'énergie, tel que défini et approuvé dans les décisions D-2012-071 et D-2015-125⁴⁴.

⁴² Décision [D-2019-124](#), p. 39, par. 128.

⁴³ Décision [D-2014-171](#), p. 22, par. 107 et 108

⁴⁴ Décisions [D-2012-071](#), p. 29, section 6; [D-2015-125](#), p.51, par. 185 à 187.

9. INFORMATIONS SPÉCIFIQUES EN LIEN AVEC L'OCTROI D'UN DROIT EXCLUSIF DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

9.1 Contexte juridique et règlementaire

L'octroi initial d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel doit, préalablement à la décision du gouvernement du Québec, faire l'objet d'une audience publique, à l'issue de laquelle la Régie doit donner son avis en vertu des articles 64, 65 et 67 de la Loi.

Conformément à l'article 66 de la Loi, la Régie fait publier un avis de la demande d'octroi initial d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel dans la *Gazette officielle du Québec* de même que dans un quotidien circulant dans le territoire visé par celle-ci.

9.2 Information requise

Fournir les informations suivantes à l'appui de la demande :

265. Le contexte de la demande, précisant, sans se limiter aux éléments suivants, en quoi l'octroi initial de ce droit exclusif de distribution contribue à l'intérêt public, à l'atteinte d'objectifs et la contribution aux politiques gouvernementales, à l'intérêt des consommateurs; et au développement des régions visées.
266. La durée du droit exclusif de distribution demandé.
267. La description détaillée du territoire visé par la demande de droit exclusif de distribution, incluant notamment les éléments suivants et toute information pertinente jugée utile :
 - Description des limites géographiques;
 - Cartes;
 - Tracé des conduites de transmission, d'alimentation et de distribution.
268. La description du marché potentiel, incluant les éléments suivants, sans toutefois s'y limiter :
 - Nombre de clients potentiels;
 - Secteurs d'activité économique;
 - Sources d'énergie présentement utilisées :
 - potentiel de diversification des énergies présentement utilisées;
 - types, volumes, revenus;
 - position compétitive du gaz naturel;

- Identification des projets régionaux/locaux :
 - secteur industriel;
 - secteur commercial;
 - secteur institutionnel;
- Intérêt manifesté par les intervenants locaux et les entreprises;
- Existence de plan(s) de développement régional/local.

269. Les investissements requis, incluant les éléments suivants :

- Description des investissements :
 - desserte et alimentation :
 - description de l'approche prévue pour desservir et alimenter le territoire visé;
 - caractéristiques techniques.
 - prolongement du réseau de distribution;
 - autres actifs requis pour les activités de distribution;
 - programmes commerciaux.
- Évaluation des investissements :
 - prolongement de réseau de transmission;
 - prolongement de réseau d'alimentation;
 - prolongement de réseau de distribution;
 - autres actifs requis pour les activités de distribution;
 - programmes commerciaux.
- Évaluation de la capacité d'Énergir à combler ces besoins :
 - potentiel de rentabilité;
 - contributions de la clientèle.
- Calendrier préliminaire anticipé afin de réaliser les investissements requis.

270. Les approvisionnements prévus, incluant les éléments suivants :

- Description de la stratégie planifiée afin d'assurer l'approvisionnement de la clientèle dans le territoire visé.
 - impact sur le plan d'approvisionnement;
 - outils d'approvisionnement;
 - profils de consommations (interruptible, saisonnier, etc.);
 - marge excédentaire.
- Sources de gaz naturel :
 - gaz fossile;
 - gaz naturel renouvelable.

271. Les caractéristiques du distributeur, incluant les éléments suivants :

- Description de l'entreprise :
 - ressources humaines;
 - ressources matérielles;
 - capacité technique;
 - capacité financière;
 - situation financière;
 - connaissance du marché.

10. PLAINTES DES CONSOMMATEURS

10.1 Contexte juridique et règlementaire

Selon l'article 31 (4.1°) de la Loi, la Régie a compétence exclusive pour examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel par un distributeur de gaz naturel et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujéti aux conditions qui lui sont applicables. Les articles 86 à 101 de la Loi, ainsi que le *Règlement sur la procédure*, encadrent l'exercice de cette compétence.

10.2 Exigences de dépôt générales

272. Numéroté chacune des pages du dossier d'examen interne, selon le format suivant :

[numéro d'onglet].[numéro de page]

273. Dans le cas où des symboles sont utilisés dans les documents, inclure une légende.

274. Lorsque plusieurs éléments sont présents sur une même page ou photographie, indiquer clairement et distinctement l'élément pertinent. Les renseignements pertinents contenus dans les captures d'écrans doivent être clairement identifiés.

10.3 Information spécifique requise

275. Le dossier d'examen interne d'une plainte doit comprendre une table des matières et être subdivisé en onglets, conformément au plan ci-dessous.

Onglet 1 : Renseignements généraux

Fournir les éléments suivants :

276. Numéro de dossier de la Régie;

277. Nom du ou des consommateur(s);

278. Adresse(s) de service en cause.

Pour chaque adresse de service, fournir les éléments suivants :

- 279. Adresse de facturation, si différente de l'adresse de service;
- 280. Numéro, date de création et titulaire(s) du compte ou du contrat;
- 281. Usage de l'énergie (domestique, commercial, industriel ou autre);
- 282. Tarif applicable;
- 283. Autres informations générales pertinentes, le cas échéant.

Onglet 2 : Objet et contexte de la plainte

- 284. Objet de la plainte;
- 285. Historique des faits;

En ordre chronologique, présenter les dates et faits permettant une compréhension de la plainte et de son contexte. Pour chacun des faits, inclure une référence à l'onglet du dossier d'examen interne approprié.

- 286. Notes explicatives d'Énergir, au besoin.

Onglet 3 : Plainte écrite du ou des consommateur(s) déposée chez Énergir

Onglet 4 : Décision écrite d'Énergir en réponse à cette plainte

- 287. Fournir une copie de la décision rendue par écrit et notifiée au(x) consommateur(s) en vertu de l'article 91 de la Loi.

Onglet 5 : Plainte écrite du ou des consommateur(s) déposée à la Régie

Onglet 6 : Articles des Conditions de service et Tarif en cause

288. Fournir une liste complète des articles des CST d'Énergir applicables à chacun des sujets visés par la plainte du (des) consommateur(s).

Onglet 7 : Ensemble des interactions écrites et verbales entre le(s) consommateur(s) et Énergir liées à la plainte

289. Fournir, en ordre chronologique, une copie de toutes les correspondances échangées entre le(s) consommateur(s) et Énergir.

290. Pour les communications verbales, fournir une copie des notes internes relatives à toutes les interactions entre le(s) consommateur(s) et Énergir. Lorsque disponible, fournir une copie des registres internes des appels et des rencontres.

Onglets 8 et suivants : Documents à l'appui de chacun des faits mentionnés dans l'historique des faits et autres éléments de preuve, le cas échéant

291. Fournir tous les renseignements et toutes les pièces justificatives pertinents au traitement de la plainte, en fonction du contexte et des faits au dossier.

292. Pour les plaintes relatives à la contestation de la consommation de gaz naturel, fournir un tableau de l'historique de consommation contenant les renseignements suivants :

- Début de la période de consommation;
- Fin de la période de consommation;
- Nombre de jours de la période de consommation;
- Consommation facturée, en indiquant si elle est réelle ou estimée
- Degrés-jours de chauffage pendant la période de consommation en identifiant la station météorologique retenue; et
- Quotient de la consommation facturée par les degrés-jours de chauffage pendant la période de consommation.

11. ENTRÉE EN VIGUEUR

Le présent Guide de dépôt entre en vigueur le 11 avril 2023. À compter de cette date, il remplace tous les Guides de dépôt de Gaz Métro émis antérieurement par la Régie.

Annexe A – Modèle de Demande de renseignements

Le jour mois 20XX N° de dossier : R-4XXX-20XX
Demande de renseignements n° 1 de (nom du demandeur/intervenant) à (nom du demandeur/intervenant)
Page 1 de X

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE (nom du demandeur/intervenant) RELATIVE À
TITRE DE LA DEMANDE**

TITRE DE LA SECTION (s'il y a lieu)

- 1. Références :**
- (i) Pièce ou autre référence : Lien hypertexte;
 - (ii) Pièce;
 - (iii) Pièce.

Préambule :

(i) En référence à la pièce (i).

(ii) En référence à la pièce (ii). Si nous ajoutons des soulignements dans une citation, voici un exemple :

« Diverses interventions sont déployées pour réduire les besoins à la pointe du réseau. Les interventions dont la réduction de puissance n'est pas sous le contrôle du Distributeur sont [...] des moyens permettant d'équilibrer le bilan en puissance (par exemple, l'électricité interruptible). »
[nous soulignons]

(iii) En référence à la pièce (iii).

Demandes :

1.1 Première demande en lien avec les références fournies, formulée sous forme d'impératif poli (veuillez fournir, veuillez expliquer, veuillez élaborer, etc).

1.2 Deuxième demande en lien avec les références fournies.