

ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

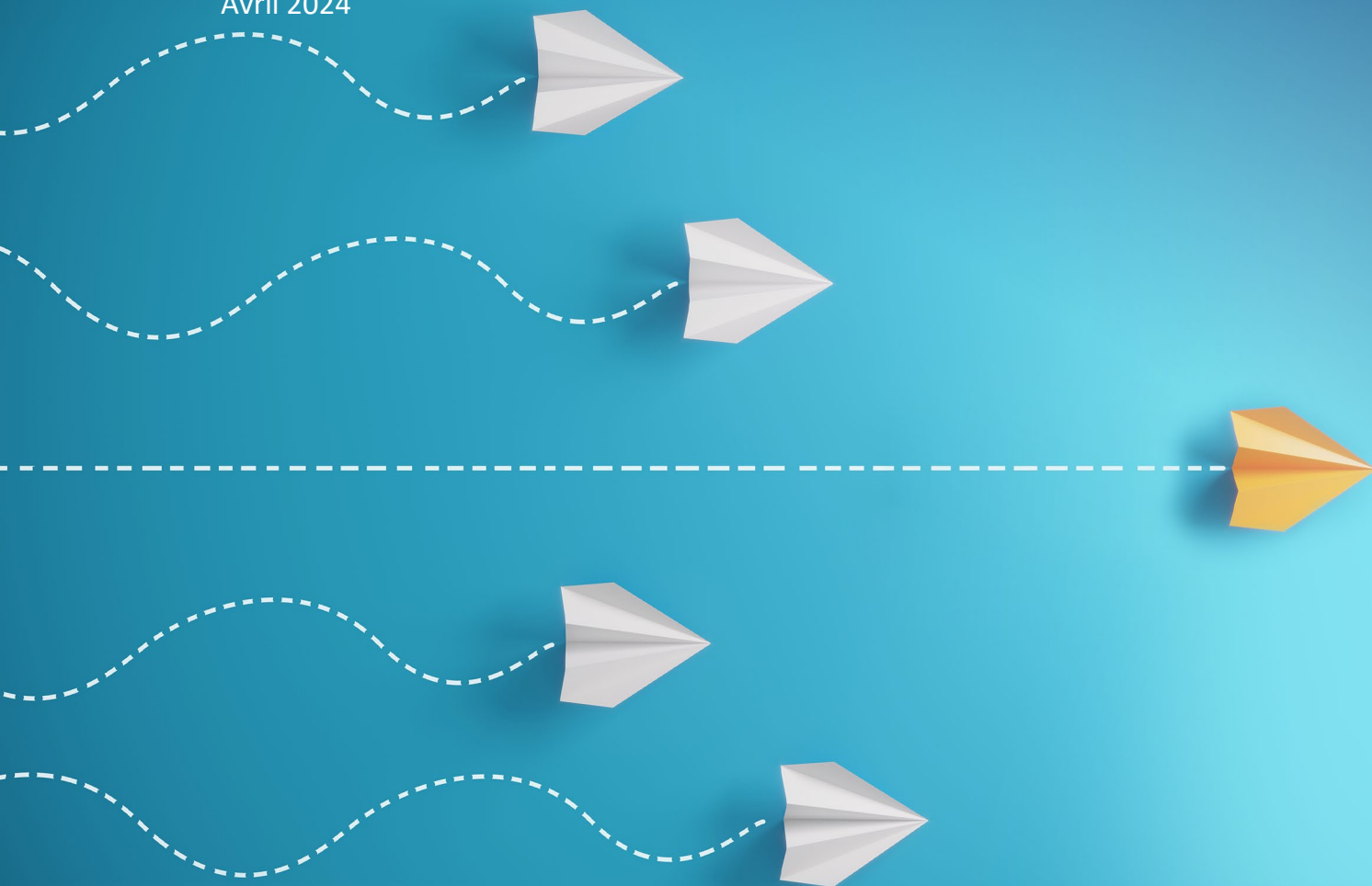
PRÉLIMINAIRE

PROJET DE LOI N° 69

PROJET DE LOI ASSURANT LA GOUVERNANCE RESPONSABLE DES RESSOURCES
ÉNERGÉTIQUES ET MODIFIANT DIVERSES DISPOSITIONS LÉGISLATIVES

Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie

Avril 2024



PRÉFACE

Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente

La Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente, adoptée par décret (décret 1558-2021), s'inscrit dans le cadre des actions du gouvernement visant à réduire le fardeau réglementaire et administratif des entreprises.

Cette politique s'applique à l'ensemble des ministères et organismes publics. Ainsi, tous les projets et avant-projets de loi, les projets de règlement, les projets d'orientation, de politique ou de plan d'action qui sont soumis au Conseil exécutif et qui sont susceptibles d'avoir un impact sur les entreprises doivent faire l'objet d'une analyse d'impact réglementaire (AIR). Celle-ci doit être conforme aux exigences de la Politique et rendue accessible sur le site Web des ministères ou organismes concernés.

Note 1 : Le projet de loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (Projet de loi) comporte des modifications législatives notamment à la Loi sur la Régie de l'énergie (LRE) et la Loi sur le régime des eaux.

Note 2 : L'AIR du Projet de loi traite uniquement des impacts sur les entreprises assujetties à la LRE et à la Loi sur le régime des eaux conformément à la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif.

Note 3 : La section A de l'AIR porte uniquement sur les propositions de modification à la LRE qui touchent les activités du secteur gazier. Cette section ne traite pas des modifications législatives visant la gouvernance et les activités de la Régie de l'énergie et d'Hydro-Québec.

Note 4 : La section B de l'AIR porte uniquement sur les propositions de modifications à la Loi sur le régime des eaux. Cette section traite de l'encadrement de la redevance annuelle payable par toute personne qui loue la force hydraulique du domaine de l'État.

Note 5 : La section C de l'AIR porte uniquement sur les propositions de modifications à la Loi mettant fin à la recherche d'hydrocarbures ou de réservoirs souterrains, à la production d'hydrocarbures et à l'exploitation de la saumure (chapitre R-1.01) et à la Loi sur le stockage de gaz naturel et sur les conduites de gaz naturel et de pétrole (chapitre S-34.1). Cette section traite des conditions de fermeture de puits.

CONTEXTE GÉNÉRAL

Le Québec est engagé dans un exercice collectif de transition énergétique et entend décarboner son économie d'ici 2050 dans le respect des normes environnementales et sociales, tout en créant de la richesse pour ses citoyens. En matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), le Québec s'est doté de cibles ambitieuses, soit la réduction de ses émissions de GES de 37,5 % sous le niveau de 1990 d'ici 2030 et la carboneutralité dès 2050.

Pour atteindre ces objectifs, le gouvernement prévoit notamment prioriser l'électrification des transports, des bâtiments et des activités industrielles ainsi que l'efficacité énergétique, et misera également sur le développement complémentaire des autres sources d'énergie renouvelable lorsque l'électrification ne sera pas possible, comme prévu dans le Plan pour une économie verte 2030 (PEV).

L'objectif du Québec de décarboner son économie, l'importante mouvance dans le secteur de l'énergie, y compris les avancées technologiques dans le domaine des énergies renouvelables, la nécessité d'une planification à long terme du mix énergétique requis et la redéfinition des modèles d'affaires des distributeurs font en sorte qu'une modernisation du cadre légal et réglementaire du secteur de l'énergie, notamment la Loi sur le régime des eaux et la Loi sur la Régie de l'énergie, est absolument nécessaire.

Les objectifs généraux des modifications proposées sont :

- Doter le Québec d'outils législatifs et réglementaires permettant de stimuler l'innovation et l'efficacité énergétique ainsi que de faciliter la transition énergétique au meilleur coût pour la société québécoise tout en favorisant un développement économique durable.
- Assurer une plus grande flexibilité du cadre législatif pour répondre rapidement au contexte évolutif des approvisionnements en énergie (autant la production que les réseaux de transport et de distribution), de l'organisation des marchés et de la structure des monopoles.
- Revoir et préciser les rôles des différents intervenants du secteur énergétique (Régie de l'énergie, gouvernement, transporteur, distributeurs et fournisseurs d'énergie renouvelable), notamment avec l'objectif d'une meilleure planification intégrée des ressources.
- Soutenir l'émergence de nouvelles technologies pouvant jouer un rôle clé dans l'atteinte des cibles de diminution des GES et de carboneutralité en 2050 dans le contexte de transition énergétique et de la lutte aux changements climatiques.

PRÉFACE.....	2
CONTEXTE GÉNÉRAL.....	3
SECTION A : LOI SUR LA RÉGIE DE L' ÉNERGIE ET RÈGLEMENT CONCERNANT LA QUANTITÉ DE GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE DEVANT ÊTRE LIVRÉE PAR UN DISTRIBUTEUR.....	6
SOMMAIRE	6
1. DÉFINITION DU PROBLÈME	8
2. PROPOSITION DU PROJET.....	8
3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES.....	12
4. ÉVALUATION DES RÉPERCUSSIONS	13
5. APPRÉCIATION DE L' EFFET ANTICIPÉ SUR L' EMPLOI	21
6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)	21
7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES	21
8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES	22
9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION	23
10. CONCLUSION	23
11. MESURES D' ACCOMPAGNEMENT	25
12. PERSONNE-RESSOURCE.....	25
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	26
13. LES ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L' ANALYSE D' IMPACT RÉGLEMENTAIRE	28
SECTION B : ENCADREMENT DE LA REDEVANCE ANNUELLE PAYABLE PAR TOUTE PERSONNE QUI LOUE LA FORCE HYDRAULIQUE DU DOMAINE DE L' ÉTAT	30
SOMMAIRE	30
1. DÉFINITION DU PROBLÈME	31
2. PROPOSITION DU PROJET.....	31
3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES.....	31
4. ÉVALUATION DES RÉPERCUSSIONS	32
5. APPRÉCIATION DE L' EFFET ANTICIPÉ SUR L' EMPLOI	35
6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)	35
7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES	35
8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES	36
9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION	36
10. CONCLUSION	36
11. MESURES D' ACCOMPAGNEMENT	36
12. PERSONNE-RESSOURCE.....	36
13. LES ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L' ANALYSE D' IMPACT RÉGLEMENTAIRE	37
SECTION C : CONDITIONS DE FERMETURE DE PUITS	40
SOMMAIRE	40
1. DÉFINITION DU PROBLÈME	41

2.	PROPOSITION DU PROJET.....	41
3.	ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES.....	42
4.	ÉVALUATION DES RÉPERCUSSIONS	43
5.	APPRÉCIATION DE L' EFFET ANTICIPÉ SUR L' EMPLOI	47
6.	PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME).....	47
7.	COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES	47
8.	COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES	47
9.	FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION	48
10.	CONCLUSION	48
11.	MESURES D' ACCOMPAGNEMENT	48
12.	PERSONNE-RESSOURCE.....	48
13.	LES ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L' ANALYSE D' IMPACT RÉGLEMENTAIRE	49

Section A : Loi sur la Régie de l'énergie et Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur

SOMMAIRE

Définition du problème¹

La transition énergétique implique une transformation importante du système énergétique québécois. Pour les distributeurs de gaz naturel, la décarbonation de leurs activités nécessite des changements à leurs modèles d'affaires, notamment en faisant une plus grande place aux gaz de source renouvelable (GSR) et à des solutions énergétiques complémentaires à leurs activités gazières traditionnelles.

Par ailleurs, les actifs de distribution de gaz naturel demeureront stratégiques, malgré une réduction attendue des volumes de gaz commercialisés. Pour renforcer la résilience du système énergétique québécois, une planification à plus long terme des approvisionnements gaziers et d'autres sources d'énergie renouvelable s'avère nécessaire. L'atteinte de la carboneutralité exigera une transformation graduelle et ordonnée de son usage dans le mix énergétique québécois, notamment en misant sur sa complémentarité avec l'électrification et sur le développement des GSR, qui incluent le gaz naturel renouvelable (GNR)², le biogaz et l'hydrogène vert.

Le gaz naturel étant utilisé à près de 90 % par les secteurs industriel, commercial et institutionnel, son utilisation future sera liée à la capacité du Québec de décarboner ces secteurs de façon compétitive. La production et la consommation locales de GSR doivent être davantage encouragées par le cadre réglementaire. À ce titre, la Loi sur la régie de l'énergie (LRE) n'est pas suffisamment flexible pour favoriser l'innovation, l'adoption de solutions de décarbonation novatrice et l'adaptation des infrastructures gazières aux défis de la transition énergétique.

Proposition du projet

Il est proposé de modifier la LRE afin d'offrir plus de flexibilité, d'agilité et d'efficience aux distributeurs de gaz naturel pour leur permettre d'innover et d'adapter leur modèle d'affaires vers des solutions décarbonées, notamment en allégeant le processus de fixation des tarifs de distribution, en révisant la portée et

¹ L'analyse d'impact réglementaire porte uniquement sur les modifications législatives concernant l'encadrement des activités d'entités bénéficiant d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel sur le territoire désigné par le gouvernement.

² Le GNR est produit par dégradation de matières organiques non fossiles au moyen de processus biologiques ou thermochimiques. Il peut également être synthétisé à partir d'hydrogène renouvelable et de sources de carbone biogénique. Ces gaz sont des énergies sobres en carbone. Les émissions de CO₂ issues de la combustion du GNR ne sont pas comptabilisées dans l'inventaire de gaz à effet de serre (GES) du Québec puisqu'il provient d'une source biologique. Le GNR est purifié pour le rendre complètement substituable au gaz naturel dans le réseau de distribution de gaz naturel.

le contenu de leurs plans d'approvisionnement, en assurant un meilleur partage des coûts du raccordement des sites de production de GSR au réseau gazier, en donnant plus de flexibilité dans l'établissement de la tarification des services offerts aux consommateurs de gaz naturel, en permettant aux distributeurs de gaz naturel de mettre sur pied de nouvelles activités de fourniture et de distribution de GSR et d'énergie thermique complémentaires à la distribution de gaz naturel par canalisation.

Il est aussi proposé de prévoir les définitions de GNR et de GSR dans le Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur, de préciser que la quantité de GNR devant être livrée est une quantité minimale et de spécifier les modalités suivant lesquelles le biogaz est comptabilisé pour les fins de l'obligation prévue à ce règlement.

Impacts

Les modifications proposées au processus de fixation des tarifs pourraient entraîner des économies nettes récurrentes de près de 1,02 M\$ par année pour les distributeurs de gaz naturel. Ces économies se traduiront par une baisse des revenus requis à récupérer auprès des clients des distributeurs de gaz naturel.

Les autres modifications proposées à la LRE auront notamment pour effet de diminuer, pour les producteurs, les coûts de raccordement des sites de production de GSR au réseau de gaz naturel et d'accorder plus de flexibilité aux distributeurs de gaz naturel dans l'établissement de leur tarif de fourniture de GSR.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

La transition énergétique implique une transformation importante du système énergétique québécois. Pour les distributeurs de gaz naturel, la décarbonation de leurs activités nécessite des changements à leurs modèles d'affaires, notamment en faisant une plus grande place aux gaz de source renouvelable (GSR) et à des solutions énergétiques complémentaires à leurs activités gazières traditionnelles.

Par ailleurs, les actifs de distribution de gaz naturel demeureront stratégiques, malgré une réduction attendue des volumes de gaz commercialisés. Pour renforcer la résilience du système énergétique québécois, une planification à plus long terme des approvisionnements gaziers et d'autres sources d'énergie renouvelable s'avère nécessaire. L'objectif de la carboneutralité exigera une transformation graduelle et ordonnée de son usage dans le mix énergétique québécois, notamment en misant sur sa complémentarité avec l'électrification et sur le développement des GSR, qui incluent le gaz naturel renouvelable (GNR), le biogaz et l'hydrogène vert.

Le gaz naturel étant utilisé à près de 90 % par les secteurs industriel, commercial et institutionnel, son utilisation future sera liée à la capacité du Québec de décarboner ces secteurs de façon compétitive. La production et la consommation locales de GSR doivent être davantage encouragées. Pour ce faire, le cadre législatif et réglementaire doit offrir une plus grande flexibilité aux distributeurs de gaz naturel pour encourager la décarbonation de leurs activités ainsi que maintenir et adapter ces actifs nécessaires à la transition énergétique.

Au Québec, la Régie de l'énergie (Régie) est l'organisme qui encadre et surveille le secteur énergétique. Sa loi constitutive, la Loi sur la Régie de l'énergie (RLRQ, chapitre R-6.01) (LRE) a été sanctionnée le 23 décembre 1996.

Parmi ses fonctions, la Régie fixe, notamment, les tarifs et les conditions de services destinés aux consommateurs québécois de gaz naturel. Elle autorise les projets d'investissement destinés au transport et à la distribution du gaz naturel. La Régie approuve aussi les plans d'approvisionnement des distributeurs de gaz naturel.

La LRE n'a pas fait l'objet de révision en profondeur depuis près de 25 ans. Sa modernisation s'avère nécessaire pour répondre aux défis actuels de la transition énergétique.

2. PROPOSITION DU PROJET

La proposition consiste en l'adoption d'un projet de loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives et réglementaires. Les principales modifications proposées visant les

distributeurs de gaz naturel et un opérateur de stockage souterrain de gaz naturel sont détaillées ci-après.

a) Augmenter la prévisibilité et la transparence de la planification des approvisionnements en gaz naturel

Les distributeurs de gaz naturel font approuver chaque année, dans le cadre de leur cause tarifaire présentée à la Régie, leur plan d'approvisionnement qui couvre un horizon de quatre ans. Or, ces distributeurs feront face à un double défi au cours des prochaines années, soit assurer la pérennité de leur réseau alors que leurs revenus pourraient diminuer et que les coûts pourraient augmenter, tout en veillant à l'intégration croissante des GSR ou d'autres solutions visant la décarbonation. Les distributeurs doivent mettre en place une stratégie qui nécessite une planification à plus long terme pour assurer un approvisionnement suffisant en temps opportun et favoriser le déploiement des solutions de décarbonation.

Il est proposé que les plans d'approvisionnement des distributeurs couvrent une période plus longue que l'horizon couvert actuellement, soit dix ans plutôt que quatre ans. Les plans devraient être conçus en respect du plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE) qui sera élaboré par le gouvernement. Ces plans devraient également présenter une stratégie d'adaptation du réseau de distribution de gaz naturel à la transition énergétique, qui précisera notamment les zones les plus favorables du point de vue technique et économique à l'injection de GSR ainsi que les dépenses et les actifs nécessaires à l'adaptation du réseau.

b) Accélérer le développement des énergies renouvelables et augmenter l'agilité et la flexibilité des processus d'approvisionnement

Depuis 2020, les distributeurs de gaz naturel doivent augmenter graduellement la part des GSR distribués dans leur réseau gazier pour atteindre un minimum de 10 % en 2030³. Or, le cadre actuel prévoit que les producteurs de GSR assument en totalité les coûts de leur raccordement au réseau gazier (projets d'extension du réseau de distribution visant l'injection de gaz de source renouvelable) et des adaptations nécessaires, ce qui constitue une contrainte à l'implantation de nouveaux projets de production. Il est donc proposé que la Régie détermine, à la suite de la demande des distributeurs, la part des coûts liés à ces projets d'extension qui pourrait être récupérée auprès des consommateurs. La partie résiduelle des coûts serait payée par les producteurs. Cette proposition est complémentaire au Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR), qui offre déjà un appui financier aux producteurs de

³ Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur (chapitre R-6.01, r. 4.3).

GNR, notamment pour couvrir une partie des coûts du raccordement au réseau de distribution⁴.

Par ailleurs, afin d'augmenter les volumes de GSR disponibles pour les consommateurs québécois, de créer de nouvelles possibilités de commercialisation des énergies renouvelables en remplacement des énergies fossiles et de favoriser une transition vers des solutions décarbonées plus rapidement au bénéfice de la société, il est proposé que, conditionnellement à l'autorisation du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, un distributeur de gaz naturel puisse être autorisé, selon certaines conditions et modalités, à fournir ou à recevoir et à distribuer de l'énergie autre que du gaz naturel et que la Régie de l'énergie puisse tenir compte des coûts qui en résultent lorsqu'elle fixe des tarifs.

Ainsi, le ministre pourrait autoriser le distributeur, s'il démontre qu'il peut fournir ou recevoir et distribuer en remplacement du gaz naturel :

- 1) du gaz naturel renouvelable en utilisant un véhicule : par exemple du GNR compressé ou liquéfié livré par camions ou navires;
- 2) par canalisation :
 - a) du gaz de source renouvelable, à l'exclusion du gaz naturel renouvelable, soit de l'hydrogène de source renouvelable ou du biogaz. Le GNR est considéré comme du gaz naturel, donc ne nécessite pas une autorisation particulière;
 - b) de l'énergie thermique produite à partir de sources renouvelables ou valorisée au moyen d'un système de récupération, par exemple de la géothermie ou des rejets thermiques industriels.

Dans le cas où le ministre doit dispenser un distributeur de desservir en gaz naturel, il consultera la Régie au préalable pour s'assurer que ces nouveaux services n'auront pas d'impact sur les tarifs des consommateurs de gaz naturel. Avant de délivrer son autorisation, le ministre devra notamment s'assurer que l'approvisionnement en énergie est équivalent et sécuritaire, à un coût raisonnable, et que cela respecte les orientations du PGIRE et permet d'en atteindre les objectifs et les cibles.

Les dispositions permettraient au distributeur de demander à la Régie d'intégrer des dépenses liées à cet approvisionnement, jusqu'à concurrence d'une somme maximale établie par la Régie, laquelle ne devrait pas avoir pour effet d'augmenter

⁴ Au moment de la réalisation de l'analyse d'impact réglementaire, le programme en vigueur ne pouvait plus recevoir de nouvelles demandes depuis le 1^{er} décembre 2023. Une nouvelle version du programme est en développement. (Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie. *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable : cadre normatif*, 2022. [https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/cadres-normatifs-programmes/CN_PSPGNR_2022-2027_MEIE.pdf]).

le tarif de distribution de gaz naturel. De plus, la Régie pourra fixer un tarif pour la fourniture de cette énergie.

c) Modifier le processus de fixation des tarifs de distribution de gaz naturel et de stockage de gaz naturel

Le cadre actuel de fixation des tarifs de distribution de gaz naturel prévoit une fixation des tarifs chaque année. Les causes tarifaires sont des exercices récurrents qui s'étalent sur plusieurs mois et qui entraînent des coûts assumés par la clientèle. Le processus pourrait être allégé afin d'offrir plus de prévisibilité dans l'évolution des tarifs. Cet allègement permettra de réaffecter les ressources engagées dans ces processus fastidieux vers le développement de solutions de décarbonation novatrices.

Ainsi, les modifications proposées prévoient que :

- la Régie de l'énergie, au cours d'une période de trois ans, détermine les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution de gaz naturel lors de la première année visée par cette période et fixe ou modifie, en fonction de ceux-ci, les tarifs de distribution de gaz naturel applicables au cours de cette première année;
- lors de cette première fixation de tarif, elle détermine également une formule de variation des coûts tenant compte notamment d'un surplus ou d'un manque à gagner d'une année antérieure et permettant de déterminer ces revenus requis pour les deux années qui suivent;
- pour les deuxième et troisième années, elle fixe ou modifie les tarifs en fonction des prévisions des ventes et de la variation du revenu requis selon la formule préétablie;
- le distributeur peut à tout moment demander à la Régie de fixer ou de modifier un ou des tarifs ou des conditions de services ou, en raison de circonstances exceptionnelles, d'effectuer une révision tarifaire complète.

Il est aussi proposé que la Régie puisse, à la demande du distributeur de gaz, fixer ou modifier des tarifs et des conditions de services que ce dernier peut exiger pour la fourniture de gaz naturel, la fourniture de GSR, la récupération des coûts de transport de gaz naturel, un service d'équilibrage ou la récupération d'autres coûts assumés par le distributeur à titre d'émetteur visé à l'article 46.6 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) (ex. : coûts relatifs au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission) ou pour se conformer à une obligation de distribuer une quantité de gaz de source renouvelable. À l'exception du tarif de fourniture de gaz naturel, ces tarifs pourront varier en fonction de catégories de consommateurs.

Il est également prévu de régulariser le statut juridique de l'encadrement des tarifs de stockage souterrain de gaz naturel.

d) Prévoir des principes tarifaires permettant de prendre en considération l'évolution du contexte énergétique

Concernant les tarifs de fourniture de GSR, la LRE prévoit que tout tarif de fourniture de gaz naturel doit refléter les coûts d'acquisition par les distributeurs. Or, pour favoriser la consommation volontaire du GSR, qui est actuellement plus coûteux que le gaz naturel d'origine fossile, les distributeurs souhaitent pouvoir bénéficier d'une certaine flexibilité dans l'établissement du tarif de fourniture du GSR et faire varier le tarif selon les catégories de consommateurs. Il est donc proposé de permettre à la Régie, sur demande du distributeur, de fixer ou de modifier un tarif moindre pour la fourniture de GSR et de faire varier le tarif selon les catégories de consommateurs. Puisque les distributeurs ont l'obligation réglementaire de livrer chaque année une quantité de GSR, cette modification favorisera la consommation volontaire du GSR et pourrait permettre de réduire les coûts liés aux volumes de GSR invendus qui doivent être récupérés auprès de l'ensemble des consommateurs. Dans la fixation de ce tarif, la Régie devra s'assurer que le tarif permet de maximiser les ventes volontaires tout en minimisant l'impact sur l'ensemble des consommateurs.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

La LRE n'a pas fait l'objet de révision en profondeur depuis près de 25 ans et son actualisation est nécessaire, notamment pour alléger le processus réglementaire actuel et favoriser la transition énergétique. Aucune autre option ne permet d'atteindre les effets escomptés.

Nouvelles activités de distribution d'énergie renouvelable

En plus de la distribution par canalisation, le gaz naturel peut être distribué sous forme liquide ou comprimé par différents moyens de transport jusqu'au consommateur final. Lorsqu'on utilise ces modes de distribution pour les GSR, on offre de nouvelles possibilités de décarbonation aux consommateurs d'énergie fossile qui disposent de peu d'options de consommation d'énergies renouvelables. Il en va de même pour la distribution de l'hydrogène vert et du biogaz, qui nécessitent des infrastructures de distribution spécialisées. Par ailleurs, le potentiel de valorisation des rejets thermiques est important au Québec. Plusieurs projets, qui misent généralement sur des infrastructures de distribution de la chaleur par canalisation, sont en développement.

Actuellement, la LRE n'encadre pas la distribution par véhicule de gaz comprimé ou sous forme liquide, ni la distribution d'hydrogène vert, de biogaz ou d'énergie thermique par canalisation. Or, pour réaliser la transition énergétique, le Québec aura besoin de développer tous ces outils pour maximiser le potentiel des ressources énergétiques disponibles sur son territoire. Les incitatifs pour encourager leur développement sont peu nombreux.

C'est pourquoi la proposition vise à permettre, selon certaines conditions et modalités, qu'un distributeur de gaz naturel puisse fournir et distribuer de l'énergie autre que du gaz naturel et que la Régie de l'énergie puisse tenir compte des coûts qui en résultent lorsqu'elle fixe des tarifs de distribution de gaz naturel. De plus, la modification proposée permettra aux distributeurs de gaz de comptabiliser les volumes de GSR distribués par d'autres moyens que le réseau gazier pour l'atteinte des cibles réglementaires. L'objectif est de donner un certain avantage aux distributeurs pour offrir des sources alternatives d'énergie renouvelable, ce qui n'aurait pas été possible sans cette mesure. Des mesures complémentaires, comme des programmes de soutien financier, sont déjà à la disposition des intervenants qui souhaitent dynamiser ces créneaux de marché. C'est le cas, par exemple, avec les programmes Valorisation des rejets thermiques⁵ et ÉcoPerformance⁶.

Mutualisation d'une partie des coûts de raccordement de sites de production de GSR

Le PSPGNR offre un appui financier aux producteurs de GNR, notamment pour couvrir une partie des coûts du raccordement au réseau de distribution. Or, les coûts associés à ces raccordements demeurent élevés pour les producteurs et constituent une barrière au développement de cette filière, entre autres pour les sites de petite taille. Le déploiement d'une production locale de GSR profite également à la clientèle gazière, notamment sur le plan de la disponibilité de GSR, de la sécurité et de la résilience énergétiques. Ainsi, l'approche législative permet d'assurer un meilleur partage des coûts entre les différents bénéficiaires du service.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1. Description des secteurs touchés

En 2021, la consommation de gaz naturel s'élevait à plus de 6,1 milliards de m³, soit 14 % de la consommation énergétique totale, et elle était responsable de 14 % des émissions de GES du Québec⁷. Le gaz naturel est principalement utilisé dans le secteur industriel (61 %) et dans le secteur commercial et institutionnel (28 %), pour lesquels il représente respectivement 22 % et 27 % de la consommation

⁵ Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs. *Programme Valorisation des rejets thermiques : cadre normatif*, 2023. [<https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/environnement/rejets-thermiques/cadre-normatif-valorisation-rejets-thermiques-02-2024.pdf>].

⁶ Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs. *Programme ÉcoPerformance : cadre normatif en vigueur le 3 octobre 2023*, 2023. [<https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/ecoperformance/Cadre-normatif-EcoPerformance-03-10-2023.pdf>].

⁷ J. Whitmore et P.-O. Pineau. *État de l'énergie au Québec 2024*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec, 2024.

énergétique totale. La décarbonation de ce secteur constitue donc une priorité pour atteindre nos cibles de réduction des émissions de GES.

Deux distributeurs de gaz naturel détiennent des droits exclusifs de distribution de gaz naturel par canalisation sur le territoire québécois : Énergir s.e.c. (Énergir) et Gazifère Inc. (Gazifère). Ceux-ci exploitent un réseau de gazoducs totalisant près de 12 000 km, qui permet de desservir plus de 240 000 clients répartis sur le territoire québécois⁸.

Énergir, avec ses 1 600 employés au Québec, distribue près de 97 % des volumes de gaz naturel consommés dans la province. Son réseau gazier s'étend sur plus de 11 000 km et sert un peu plus de 205 000 clients. Énergir détient des participations financières dans trois entreprises de transport de gaz naturel, soit Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM), Champion Pipeline et Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS), ainsi que dans la société en commandite Intragaz (Intragaz). Au 30 septembre 2023, Énergir réalisait un chiffre d'affaires net pour l'activité réglementée d'environ 2 milliards de dollars⁹. Selon son bilan consolidé au 31 décembre 2023, la valeur de ses actifs réglementaires à court terme s'élevait à 174 millions de dollars (M\$) et ceux à long terme à environ 959 M\$¹⁰.

Par ailleurs, Intragaz est la seule entreprise au Québec qui exploite des sites de stockage souterrain de gaz naturel, à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien, d'une capacité de 37,7 et de 120 millions de m³ respectivement. Ces sites permettent d'assurer la fiabilité du réseau gazier en permettant de régulariser l'offre de gaz naturel en période de forte demande¹¹.

Gazifère, une société affiliée à Enbridge Gas Distribution, de l'Ontario, compte 110 employés, près de 44 500 clients et exploite plus de 1 000 km de réseau gazier dans la région de l'Outaouais, plus précisément dans la ville de Gatineau ainsi que dans la municipalité de Chelsea. Au 31 décembre 2022, l'entreprise présentait un chiffre d'affaires net pour l'activité réglementée d'environ 83 M\$¹². L'entreprise présente également pour la même période une valeur nette de ses actifs réglementés à environ 139 M\$¹³.

⁸ Régie de l'énergie du Canada. *Profils énergétiques des provinces et territoires – Québec*, 2021. [<https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-quebec.html>].

⁹ Énergir. *État des résultats de l'activité réglementée pour l'exercice clos le 30 septembre 2023*, Rapport annuel au 30 septembre 2023. [https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4242-2023/doc/R-4242-2023-B-0025-DemAmend-Piece-2023_12_19.pdf].

¹⁰ Énergir. *États consolidés des résultats*, 2023. [<https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/audiences-en-cours/energir/r-4242-2023>].

¹¹ Intragaz, s.e.c. « Nos activités », 2024. [<https://intragaz.com/nos-activites>].

¹² Régie de l'énergie du Québec. *Gazifère – demande pour la fermeture des livres de Gazifère Inc. pour la période du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022*. [<https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4231-2023>].

¹³ Gazifère Inc. *Suivi annuel des opérations financières*, suite à la décision D-2009-151 fermeture des livres 2022, p. 10.

4.2. Coûts pour les entreprises

Les modifications législatives proposent notamment d'apporter différents allègements au cadre légal auxquels sont assujettis les distributeurs de gaz naturel québécois.

Les modifications législatives n'engendreraient pas de coûts directs liés à la conformité, ni de coûts associés aux formalités administratives, ni de manques à gagner pour les distributeurs. Les modifications proposées nécessiteront seulement des adaptations aux façons de faire et à la documentation existante. Le personnel actuel possède les connaissances nécessaires pour adapter son approche.

Les modifications concernant Intragaz n'ont aucune répercussion sur l'entreprise.

TABLEAU 1

Synthèse des coûts pour les entreprises

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année (récurrents)
Coûts directs liés à la conformité aux règles	0	0
Coûts liés aux formalités administratives	0	0
Manques à gagner	0	0
TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES	0	0

4.3. Économies pour les entreprises

Les modifications envisagées dans le cadre du Projet de loi ont pour effet de réduire la fréquence des révisions tarifaires complètes. La fixation des tarifs entre chaque période de trois ans se fera selon une procédure allégée. La Régie fixera alors les tarifs en fonction des prévisions de ventes, de la variation du revenu requis et des surplus ou des manques à gagner des années précédentes, le cas échéant. Ces modifications permettront ainsi d'alléger les formalités administratives.

Par conséquent, la modernisation du cadre législatif se traduira, à terme, par une économie de temps pour les ressources de la Régie affectées aux travaux réglementaires. Cette modernisation se traduira par des économies nettes récurrentes de 1 020 000 \$ par année pour les deux distributeurs de gaz naturel.

Toutefois, dans le cadre d'une entreprise réglementée comme les distributeurs gaziers, ces économies ne se traduiront pas en bénéfices supplémentaires, mais plutôt en une baisse des revenus requis, et donc une baisse du tarif de distribution. Ces modifications offriront cependant plus de flexibilité aux distributeurs pour assurer le développement des approvisionnements en énergies renouvelables.

TABLEAU 2

Économies

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Montant par année
Économies liées à la conformité aux règles		
Économies liées à l'achat d'équipements moins coûteux qu'à l'habitude	0	0
Réduction d'autres coûts liés aux formalités administratives	0	(1,02)
Revenus supplémentaires à la suite de l'augmentation des tarifs payables aux entreprises	0	0
Contribution gouvernementale sous différentes formes (réduction de taxes, crédit d'impôt, subventions, etc.)	0	0
ÉCONOMIES NETTES POUR LES ENTREPRISES	0	(1,02)

4.4. Synthèse des coûts et des économies

Le tableau suivant présente une synthèse des coûts et des économies pour les entreprises.

TABLEAU 3

Synthèse des coûts et des économies

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts, économies (récurrents)
Total des coûts pour les entreprises	0	0
Revenu supplémentaire pour les entreprises	0	0

Participation du gouvernement pour atténuer le coût du projet	0	0
Total des économies pour les entreprises	0	(1,02)
COÛTS NETS POUR LES ENTREPRISES	0	(1,02)

4.5. Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies

Les modifications proposées à la LRE devraient avoir des effets nets sur les coûts administratifs à long terme des distributeurs de gaz naturel liés au traitement réglementaire des dossiers présentés à la Régie et elles permettront de générer des économies récurrentes.

Il est estimé que les modifications proposées dans le Projet de loi entraîneront une diminution des charges récurrentes associées au traitement réglementaire des dossiers devant la Régie (frais juridiques, remboursement des frais des intervenants, service d'interprétation, service de sténographie).

4.6. Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul des coûts et des économies

Des consultations bilatérales avec les distributeurs de gaz naturel ont eu lieu pour recueillir les informations nécessaires à l'évaluation des impacts financiers des modifications législatives proposées, notamment concernant les formalités administratives.

4.7. Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée

Bien que l'analyse d'impact réglementaire s'applique principalement aux parties visées par les modifications à la LRE, soit les distributeurs de gaz naturel, certaines propositions pourraient avoir des impacts notamment pour leurs clientèles. Cette section vise à présenter les avantages, les bénéfices et les inconvénients potentiels de ces modifications.

Nouvelles activités de distribution d'énergie renouvelable

Les modifications législatives proposées permettront aux distributeurs de gaz naturel d'offrir, en remplacement des activités de distribution de gaz naturel, de nouvelles activités de distribution de GSR ou d'énergie thermique, qui sont complémentaires.

Cette mesure pourrait donner la possibilité aux distributeurs de gaz naturel d'élargir l'offre d'énergie renouvelable sur le territoire québécois, en misant sur

l'expertise développée dans la construction et la gestion des réseaux énergétiques, tout en leur permettant d'assurer le maintien ou la réutilisation d'actifs utiles à la transition énergétique.

Avant de s'investir dans ces activités, les distributeurs devront toutefois démontrer qu'ils sont en mesure d'offrir un approvisionnement en énergie équivalent et sécuritaire, à un coût raisonnable, qui respecte les orientations du plan de gestion intégrée des ressources énergétiques et permet d'en atteindre les objectifs et les cibles. Par ailleurs, aucun droit exclusif de distribution ne sera octroyé pour ces nouvelles activités.

Certains coûts afférents au déploiement de ces nouvelles activités pourraient être intégrés à la base tarifaire de distribution de gaz naturel. Toutefois, celles-ci ne devront pas avoir un effet direct sur les tarifs de distribution de gaz naturel des clients existants.

La possibilité d'ajouter à la base de tarification des montants relatifs à des projets d'investissement dans ces nouvelles activités donne un avantage aux distributeurs de gaz naturel, notamment sur le plan du financement, de la capacité de gestion du risque, de l'économie de taille et de l'accès aux ressources spécialisées, que n'auront pas d'autres acteurs privés sur le marché. Avant d'accorder son autorisation, le ministre s'assurera de ne pas donner un avantage indu aux distributeurs de gaz naturel par rapport aux autres acteurs engagés dans ces activités.

Raccordement de sites de production de GSR

La proposition prévoit qu'un distributeur peut demander à la Régie d'intégrer une partie des coûts liés au raccordement des sites de production de GSR à la base de tarification de distribution. À l'instar d'autres États dans le monde¹⁴, cette mesure vise à réduire les coûts payés par les producteurs de GSR pour l'extension des réseaux gaziers vers leur site de production, et par le fait même à faciliter l'implantation de ces projets sur le territoire.

En plus de générer des bénéfices économiques et d'assurer une meilleure gestion des ressources disponibles dans les communautés, le développement de projets de production de GSR a des retombées positives sur la sécurité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la gestion des matières résiduelles et la valorisation de matières fertilisantes.

Les montants ajoutés à la base de tarification dépendront de la formule de partage des coûts qui sera soumise à l'approbation de la Régie.

¹⁴ Selon l'étude *Variations in national regulations with respect to biomethane grid connection*, dix pays européens disposent déjà d'une forme de partage des coûts de raccordement des sites de production entre les producteurs et les opérateurs de réseaux gaziers (GreenMeUp, *Variations in national regulations with respect to biomethane grid connection*, 2024. [<https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/02/GreenMeUp-Variations-in-Natl.-Grid-Connection.pdf>]).

Le tableau 4 présente un exemple fictif pour illustrer l'impact tarifaire potentiel de cette mesure sur les consommateurs gaziers. Selon les hypothèses retenues, et toutes choses étant égales par ailleurs, l'implantation graduelle de 25 projets de GSR au cours des cinq prochaines années entraînerait une hausse maximale de 1,3 M\$ des revenus requis à la dixième année, soit une incidence tarifaire de 0,2 %¹⁵ pour les consommateurs de gaz naturel.

Il faut également tenir compte du fait que, depuis 2020, le PSPGNR¹⁶ permet de soutenir financièrement les projets de production de GNR et d'injection dans le réseau de distribution de gaz naturel. Les dépenses liées au raccordement des projets de GNR sont admissibles au programme, ce qui réduit les coûts qui devraient être assumés tant par les producteurs de GSR que par les consommateurs de gaz naturel.

TABLEAU 4

Illustration de l'effet du raccordement de 25 projets de GSR sur la base tarifaire et les revenus requis des distributeurs de gaz naturel et sur les consommateurs de gaz naturel¹

(en millions de dollars)

	Base tarifaire de distribution (valeur des actifs non amortis)	Hausse des revenus requis de distribution	% du revenu requis total 2023-2024
1 ^{re} année	2,5	0,2	0,04 %
5 ^e année	11,3	1,3	0,18 %
10 ^e année	8,1	1,1	0,15 %
20 ^e année	1,9	0,9	0,10 %
25 ^e année	0	0,1	0,00 %

¹ Les hypothèses suivantes ont été formulées pour évaluer ces répercussions : 5 projets de GNR seraient raccordés par année pour une période de 5 ans; le coût des installations de raccordement est de 2 M\$ par projet; 50 % des coûts de raccordement seraient versés à la base tarifaire pour un maximum de 500 000 \$ par projet; les actifs de raccordement seraient amortis sur une période de 20 ans; le taux de rendement sur les actifs est de 6 %.

¹⁵ Sur la base des revenus requis de distribution approuvés par la Régie de l'énergie de 37,5 M\$ pour Gazifère en 2023 et de 695 M\$ pour Énergir pour l'année 2023-2024.

¹⁶ Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie. *Analyse d'impact réglementaire – Projet de règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur*, 2022. [https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/lois-reglements/allegement/AIR_202204_PR_GNR_distributeur_MERN.pdf].

Tarif de fourniture de GSR

Depuis 2020, les distributeurs de gaz naturel doivent livrer annuellement une quantité minimale de GSR à leurs clients. Celle-ci augmente graduellement pour s'établir à 10 % des volumes distribués en 2030.

Lors de la révision de la réglementation en 2022, une analyse d'impact réglementaire¹⁷ avait été réalisée pour évaluer les répercussions de l'augmentation graduelle du volume de GSR sur la clientèle gazière. La différence venait principalement de l'écart entre le prix du GSR et le prix du gaz naturel fossile auquel est ajouté le coût des droits d'émission du Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE). L'étude estimait de 314 M\$ à 584 M\$ les coûts additionnels pour les utilisateurs de gaz naturel en 2030.

Selon les modalités d'achat et de vente approuvées par la Régie, les GSR sont vendus aux clients qui participent au service de fourniture de GSR¹⁸. Ce tarif est établi sur la base des coûts moyens d'acquisition des GSR par les distributeurs de gaz naturel.

Or, si le total des volumes annuels prescrits par le règlement n'est pas vendu sur une base volontaire, l'écart de coûts entre la fourniture de gaz naturel fossile et la fourniture de GSR de ces unités est récupéré auprès de l'ensemble des consommateurs de gaz naturel selon des mécanismes propres à chacun des deux distributeurs.

La proposition vise à donner plus de flexibilité aux distributeurs de gaz naturel pour que, sujet à l'approbation de la Régie, un tarif de fourniture de GSR puisse être fixé à un niveau distinct de son coût d'acquisition et qu'il puisse varier selon le type de clientèle. À l'instar de l'approche mise en place par FortisBC depuis 2016 et approuvée par la British Columbia Utilities Commission¹⁹, cela permettrait aux distributeurs de mettre en place une stratégie de commercialisation des GSR qui vise à maximiser les revenus de la vente du GSR et, ainsi, à diminuer les surcoûts qui devront être récupérés sur l'ensemble de la clientèle. Une telle approche pourrait aussi amener davantage de

¹⁷ Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie. *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable : cadre normatif*, 2022. [https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/cadres-normatifs-programmes/CN_PSPGNR_2022-2027_MEIE.pdf].

¹⁸ Régie de l'énergie du Québec. *Décision sur le fond – Demande concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable – Phase 2*, Dossier R-4113-2019, D-2020-073 (Gazifère), 2020; Régie de l'énergie du Québec. *Décision sur le fond relative à l'Étape C – Demande d'Énergir, s.e.c. concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable*, Dossier R-4008-2017, D-2021-158 (Énergir), 2021.

¹⁹ British Columbia Utilities Commission, *Decision and Order G-133-16*, 2016. [<https://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/item/169164/index.do?q=2016+Biomethane+Decision>].

consommateurs à opter pour cette énergie carboneutre en complément de l'électricité, pour le chauffage des bâtiments.

5. APPRÉCIATION DE L'IMPACT ANTICIPÉ SUR L'EMPLOI

✓	Appréciation	Nombre d'emplois touchés
Impact favorable sur l'emploi (création nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le ou les secteurs touchés)		
☐		500 et plus
☐		100 à 499
☐		1 à 99
Aucun impact		
☒		0
Impact défavorable (perte nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le ou les secteurs touchés)		
☐		1 à 99
☐		100 à 499
☐		500 et plus
Analyse et commentaires : Le Projet de loi n'aura aucun impact sur l'emploi.		

6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)

Aucune disposition propre aux petites et moyennes entreprises n'est présente dans le Projet de loi.

7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES

Globalement, les propositions du Projet de loi permettront l'allègement des charges administratives des distributeurs de gaz naturel, ce qui contribuera à réduire les coûts de distribution.

8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES

Les modifications législatives proposées à la LRE concernant le secteur gazier ne prévoient pas de dispositions particulières de coopération et d'harmonisation réglementaires avec les partenaires commerciaux du Québec. Toutefois, plusieurs propositions sont cohérentes avec des pratiques développées dans d'autres États pour le secteur gazier.

En ce qui concerne l'injection et la vente de GSR, plusieurs modifications proposées dans le cadre du Projet de loi s'inspirent de mesures adoptées en Colombie-Britannique et en France, deux États où la production et la consommation de GSR sont fortement encouragées par la réglementation.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique, précurseur à l'échelle canadienne en ce qui concerne l'encadrement de la distribution du GNR, permet aux entreprises de services publics de distribuer avec leur réseau de gaz naturel jusqu'à 15 % du GNR qu'elles achètent ou produisent. La Greenhouse Gas Reduction Regulation²⁰ prévoit un prix d'achat maximal pour les entreprises de services publics qui est indexé annuellement, mais n'encadre pas le prix de vente. Le principal distributeur de gaz naturel, FortisBC, a mis en place en 2015 une stratégie tarifaire efficace pour augmenter la demande volontaire en GSR afin de prévoir un tarif inférieur au prix d'achat.

En France, le Code de l'énergie prévoit que les distributeurs de gaz naturel doivent établir un zonage de raccordement des installations de production de GNR afin de déterminer les zones les plus adéquates du point de vue technico-économique pour injecter le GNR. La Commission de régulation de l'énergie approuve ce plan, et les distributeurs doivent respecter ce zonage lorsqu'ils construisent les infrastructures d'injection et de raccordement. Les distributeurs ont l'obligation de raccorder les producteurs de GNR et d'hydrogène à faible empreinte carbone au réseau de distribution. Les distributeurs peuvent récupérer jusqu'à 60 % des coûts de la conduite de raccordement, et ce, jusqu'à un montant maximal de 600 000 euros auprès des consommateurs de gaz naturel. La différence est à la charge du producteur. Le distributeur offre également un service d'injection du GNR grâce au poste d'injection et demande un tarif d'injection fixe au producteur. Le distributeur a également l'obligation de réaliser les travaux de renforcement du réseau de gaz naturel, lorsque nécessaire, pour injecter le GNR. Lorsque le projet de raccordement respecte un critère technico-économique, les coûts peuvent être entièrement récupérés auprès des consommateurs de gaz naturel.

Concernant l'encadrement de la distribution d'hydrogène vert grâce à des canalisations réservées, la Colombie-Britannique a été novatrice en permettant

²⁰ Greenhouse Gas Reduction Regulation, Colombie-Britannique, B.C. Reg. 102/2012.

depuis 2021 aux entreprises de services publics de fournir et de distribuer de l'hydrogène vert et fatal en dehors du réseau de gaz naturel et d'en récupérer certains coûts auprès des consommateurs.

Plusieurs États américains cherchent à réduire leur consommation de gaz naturel fossile et ont adopté des réglementations pour favoriser la distribution de chaleur au moyen d'énergies renouvelables, tout en permettant aux distributeurs de diversifier leurs activités réglementées. Par exemple, en 2022, l'État de New York a adopté la Utility Thermal Energy Network and Jobs Act autorisant les entreprises de services publics à construire et à posséder des réseaux de distribution d'énergie thermique, sous la surveillance de la Commission des services publics de l'État. La loi charge la Commission d'élaborer une structure réglementaire pour les réseaux d'énergie thermique des services publics. Le Massachusetts a adopté en 2021 le Act Creating a Next-Generation Roadmap for Massachusetts Climate Policy, qui permet aux entreprises de services publics de proposer des projets pilotes de développement d'énergie thermique renouvelable et d'en récupérer les coûts auprès de sa clientèle si le projet respecte certains critères.

9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION

Le Projet de loi est basé sur les principes de bonne réglementation que le gouvernement a mis en place en vertu des articles 6 et 7 de la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente (décret n° 1158-2021 et annexe A du décret n° 1668-2022), soit notamment que les mesures répondent à un besoin clairement identifié et qu'elles permettent de réduire les coûts pour les entreprises. L'application de ces modifications va permettre une simplification et un allègement du fardeau administratif des distributeurs de gaz naturel.

10. CONCLUSION

Les modifications prévues à la LRE visent à adapter l'encadrement du secteur de l'énergie pour atteindre les objectifs du gouvernement en matière de transition énergétique et de décarbonation.

Parmi les modifications proposées, les mesures suivantes touchent spécifiquement les activités des distributeurs de gaz naturel :

- Alléger le processus de fixation des tarifs de distribution de gaz naturel.
- Prévoir qu'une partie des coûts de raccordement de sites de production et d'adaptation du réseau gazier pour l'injection de GSR peuvent être versés à la base tarifaire de distribution de gaz naturel.
- Élargir la portée du plan d'approvisionnement des distributeurs de gaz naturel pour couvrir une période de 10 ans.

- Permettre plus de flexibilité dans la tarification des services complémentaires au service de distribution de gaz naturel offerts aux consommateurs, notamment en permettant de faire varier les tarifs selon la catégorie de consommateur pour les services de fourniture de GSR, de transport, d'équilibrage et pour la récupération d'autres coûts liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.
- Permettre d'établir un tarif de fourniture de GSR moindre que les coûts assumés pour offrir ce service.
- Offrir la possibilité aux distributeurs de gaz naturel de développer, sur approbation du ministre, de nouvelles activités de fourniture et de distribution d'énergie renouvelable, notamment de GSR par véhicule ou de GSR et d'énergie thermique par canalisation, et à la Régie de tenir compte des coûts qui en résultent lors de la fixation des tarifs de distribution de gaz naturel.

Ces modifications visent à offrir plus de flexibilité et de prévisibilité, mais aussi à permettre aux distributeurs de gaz naturel d'adapter leur modèle d'affaires pour favoriser la décarbonation de leurs activités.

L'allègement du processus tarifaire permettra de générer des économies récurrentes évaluées à 1 020 000 \$ par année pour les distributeurs. Pour les autres mesures, les répercussions sur les distributeurs de gaz naturel dépendront des actions qu'ils mettront en œuvre et des modalités qui en découleront.

Les modifications concernant Intragaz n'auront aucun effet supplémentaire sur l'entreprise, car elles consistent essentiellement à régulariser les pratiques actuelles.

11. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Aucune mesure d'accompagnement n'est requise, puisque le Projet de loi n'entraînera aucune conséquence sur les entreprises lorsqu'il entrera en vigueur.

12. PERSONNE-RESSOURCE

Service à la clientèle
Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
710, Place D'Youville
Québec (Québec) G1H 6R1

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

British Columbia Utilities Commission. *Decision and Order G-133-16*, [En ligne], 2016. [<https://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/item/169164/index.do?q=2016+Biomethane+Decision>].

Énergir, s.e.c. *Document B-0025 – État des résultats de l'activité réglementée pour l'exercice clos le 30 septembre 2023*, Présenté dans le cadre du dossier R-4242-2023 de la Régie de l'énergie, [En ligne], 2023. [https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4242-2023/doc/R-4242-2023-B-0025-DemAmend-Piece-2023_12_19.pdf].

Gazifère Inc. *Document B-0007 – Calcul du bénéfice net réglementé*, Présenté dans le cadre du dossier R-4231-2023 de la Régie de l'énergie du Québec, [En ligne], 2023. [https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4231-2023/doc/R-4231-2023-B-0007-Dem-Piece-2023_06_07.pdf].

GreenMeUp. *Variations in national regulations with respect to biomethane grid connection*, [En ligne], 2024. [<https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/02/GreenMeUp-Variations-in-Natl.-Grid-Connection.pdf>] (Consulté en avril 2024).

Intragaz, s.e.c. « Nos activités », [En ligne], 2024. [<https://intragaz.com/nos-activites/>] (Consulté en mars 2024).

Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs. *Programme Valorisation des rejets thermiques : cadre normatif*. [En ligne], 2023. [<https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/environnement/rejets-thermiques/cadre-normatif-valorisation-rejets-thermiques-02-2024.pdf>].

Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs. *Programme ÉcoPerformance : cadre normatif en vigueur le 3 octobre 2023*. [En ligne], 2023. [<https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/ecoperformance/Cadre-normatif-EcoPerformance-03-10-2023.pdf>].

Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie. *Analyse d'impact réglementaire – Projet de règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur*, [En ligne], 2022. [https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/lois-reglements/allegement/AIR_202204_PR_GNR_distributeur_MERN.pdf].

Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie. *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable : cadre normatif*, [En ligne], 2022. [https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/cadres-normatifs-programmes/CN_PSPGNR_2022-2027_MEIE.pdf].

Régie de l'énergie du Canada. *Profils énergétiques des provinces et territoires – Québec*, [En ligne], 2021. [<https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-quebec.html>].

Régie de l'énergie du Québec. *Décision sur le fond – Demande concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable – Phase 2*, Dossier R-4113-2019, D-2020-073, [En ligne], 2020. [https://www.regie-energie.gc.ca/fr/participants/dossiers/R-4113-2019/doc/R-4113-2019-A-0024-Dec-Dec-2020_06_17.pdf].

Régie de l'énergie du Québec. *Décision sur le fond relative à l'Étape C – Demande d'Énergir, s.e.c. concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et à la vente de gaz naturel renouvelable*, Dossier R-4008-2017, D-2021-158, [En ligne], 2021. [https://www.regie-energie.gc.ca/fr/participants/dossiers/R-4008-2017/doc/R-4008-2017-A-0300-Dec-Dec-2021_12_09.pdf].

Whitmore, J. et P.-O. Pineau. *État de l'énergie au Québec 2024*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec, [En ligne], 2024. [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/03/EEQ2024_WEB.pdf].

13. LES ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L'ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

1	Responsable de la conformité des AIR	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR a été soumise au responsable de la conformité des AIR de votre ministère ou organisme?	☒	☐
2	Sommaire	Oui	Non
	Est-ce que le sommaire comprend la définition du problème, la proposition du projet, les impacts, les exigences spécifiques ainsi que la justification de l'intervention?	☒	☐
	Est-ce que les coûts globaux et les économies globales sont indiqués dans le sommaire?	☒	☐
3	Définition du problème	Oui	Non
	Est-ce que la définition du problème comprend la présentation de la nature du problème, le contexte, les causes et la justification de la nécessité de l'intervention de l'État?	☒	☐
4	Proposition du projet	Oui	Non
	Est-ce que la proposition du projet indique en quoi la solution projetée est en lien avec la problématique?	☒	☐
5	Analyse des options non réglementaires	Oui	Non
	Est-ce que les solutions non législatives ou réglementaires ont été considérées ou est-ce qu'une justification est présentée pour expliquer les raisons du rejet des options non réglementaires?	☒	☐
6	Évaluation des impacts		
6.1	Description des secteurs touchés	Oui	Non
	Est-ce que les secteurs touchés ont été décrits (nombre d'entreprises, nombre d'employés, chiffre d'affaires)?	☒	☐
6.2	Coûts pour les entreprises		
6.2.1	Coûts directs liés à la conformité aux règles	Oui	Non
	Est-ce que les coûts directs liés à la conformité aux règles ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
6.2.2	Coûts liés aux formalités administratives	Oui	Non
	Est-ce que les coûts liés aux formalités administratives ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
	Si l'exigence du « un pour un » s'applique, est-ce que le coût associé aux formalités administratives abolies compense complètement le coût associé à la formalité administrative nouvellement créée? Sans objet	☒	☐
	Si la compensation du coût associé aux formalités administratives abolies est insuffisante, une compensation additionnelle est-elle proposée, notamment l'économie provenant des autres formalités administratives, la réduction de fréquences, la prestation électronique ou l'exemption partielle d'une certaine catégorie d'entreprise? Sans objet	☒	☐
	Si une formalité a fait l'objet d'une demande d'exemption à l'exigence du « un pour un », est-ce que le MO a reçu un avis du Bureau de la gouvernance et de la coopération réglementaires du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie selon laquelle l'exemption est conforme à l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 10 de la Politique? Sans objet	☒	☐
6.2.3	Manques à gagner	Oui	Non
	Est-ce que les coûts associés aux manques à gagner ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
6.2.4	Synthèse des coûts pour les entreprises (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau synthèse des coûts pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR en dollars?	☒	☐
6.3	Économies pour les entreprises (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau sur les économies pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR en dollars?	☒	☐

6.4	Synthèse des coûts et des économies (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau synthèse des coûts et des économies pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR?	☒	☐
6.5	Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies	Oui	Non
	Est-ce que l'analyse présente les hypothèses utilisées afin d'estimer les coûts et les économies pour les entreprises?	☒	☐
6.6	Élimination des formulations imprécises dans les sections portant sur les coûts et les économies	Oui	Non
	Est-ce que les formulations imprécises telles que « impossible à calculer », « coût faible » et « impact négligeable » dans cette section portant sur les coûts et les économies pour les entreprises ont été éliminées?	☒	☐
6.7	Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul de coûts et d'économies dans le cas du Projet de loi ou du projet de règlement	Oui	Non
	Est-ce que le processus de consultation pour les hypothèses de calcul de coûts et d'économies a été prévu?	☒	☐
	Au préalable : ☒ (cocher) Durant la période de publication préalable du projet de règlement à la <i>Gazette officielle du Québec</i> ou lors de la présentation du Projet de loi à l'Assemblée nationale ☐ (cocher)		
6.8	Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR fait état des autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée pour l'ensemble de la société (entreprises, citoyens, gouvernement, etc.)?	☒	☐
7	Appréciation de l'impact anticipé sur l'emploi	Oui	Non
	Est-ce que la grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi a été insérée dans l'AIR?	☒	☐
	Est-ce que l'effet anticipé sur l'emploi a été quantifié et la case correspondante de la grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi a été cochée?	☒	☐
8	Petites et moyennes entreprises (PME)	Oui	Non
	Est-ce que les règles ont été modulées pour tenir compte de la taille des entreprises ou, dans le cas contraire, est-ce que l'absence de dispositions propres aux PME a été justifiée?	☒	☐
9	Compétitivité des entreprises	Oui	Non
	Est-ce qu'une analyse comparative des règles avec les principaux partenaires commerciaux du Québec a été réalisée?	☒	☐
10	Coopération et harmonisation réglementaires	Oui	Non
	Est-ce que des mesures ont été prises afin d'harmoniser les règles entre le Québec et l'Ontario lorsque cela est applicable et, le cas échéant, avec les autres partenaires commerciaux ou est-ce que l'absence de dispositions particulières en ce qui concerne la coopération et l'harmonisation réglementaires a été justifiée?	☒	☐
11	Fondements et principes de bonne réglementation	Oui	Non
	Est-ce que l'analyse indique dans quelle mesure les règles respectent les principes de bonne réglementation et les fondements de la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente?	☒	☐
12	Mesures d'accompagnement	Oui	Non
	Est-ce que les mesures d'accompagnement qui aideront les entreprises à se conformer aux nouvelles règles ont été décrites ou est-ce qu'il est indiqué clairement qu'il n'y a pas de mesures d'accompagnement prévues?	☒	☐

Section B : Encadrement de la redevance annuelle payable par toute personne qui loue la force hydraulique du domaine de l'État

SOMMAIRE

Définition du problème

Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie est responsable de la location des forces hydrauliques du domaine de l'État.

La Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13) prévoit une redevance annuelle que doit payer tout détenteur de forces hydrauliques au Québec. Cette loi prévoit aussi la possibilité d'exiger d'autres droits, redevances ou loyers pour la location de forces hydrauliques. Actuellement, une telle redevance est prévue dans le contrat de location de la force hydraulique du domaine de l'État.

Toute personne qui loue la force hydraulique du domaine de l'État doit conclure un contrat avec le gouvernement, qui prévoit l'ensemble des obligations relatives à la location et à l'exploitation de ces forces hydrauliques, dont une redevance annuelle propre à l'exploitation des forces hydrauliques publiques.

Proposition du projet

La proposition consiste à ajouter, dans la Loi sur le régime des eaux, un pouvoir réglementaire permettant au gouvernement de déterminer les loyers et autres frais exigibles pour la location de la force hydraulique du domaine de l'État ainsi que les conditions et modalités applicables à leur perception. Ces sommes continueront d'être portées au crédit du Fonds des générations. Les modifications proposées à la loi n'entraînent pas de frais supplémentaires pour les personnes qui exploitent les forces hydrauliques du domaine de l'État.

Impacts

La modification permettra, ultérieurement à l'adoption du Projet de loi, de définir par règlement des droits et des redevances relatifs à la location des forces hydrauliques de l'État.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie est responsable de la location des forces hydrauliques du domaine de l'État.

La Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13) prévoit une redevance annuelle que doit payer tout détenteur de forces hydrauliques privées et publiques au Québec pour l'électricité générée à partir de ces forces hydrauliques au cours de l'année ainsi que les modalités d'indexation annuelle de cette redevance. Cette loi prévoit aussi la possibilité d'exiger d'autres droits, redevances ou loyers pour la location de forces hydrauliques. Actuellement, une telle redevance est prévue dans le contrat de location de la force hydraulique du domaine de l'État.

Toute personne qui loue la force hydraulique du domaine de l'État doit conclure un contrat avec le gouvernement, qui prévoit l'ensemble des obligations relatives à la location et à l'exploitation de ces forces hydrauliques, dont une redevance annuelle propre à l'exploitation des forces hydrauliques publiques. Le Ministère gère plus de 60 contrats.

2. PROPOSITION DU PROJET

La proposition consiste à ajouter, dans la Loi sur le régime des eaux, un pouvoir réglementaire permettant au gouvernement de déterminer les loyers et autres frais exigibles pour la location de la force hydraulique du domaine de l'État ainsi que les conditions et modalités applicables à leur perception. Ces sommes continueront d'être portées au crédit du Fonds des générations.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Les solutions non législatives ou réglementaires, telles que des mesures incitatives, l'information, la sensibilisation, l'éducation ou des mécanismes de type marché ne s'appliquent pas.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1. Description des secteurs touchés

Le secteur d'activité économique concerné par cette mesure est constitué, d'une part, de propriétaires de petites centrales hydroélectriques (PCH) qui produisent, à partir des forces hydrauliques privées ou publiques, de l'électricité qui est achetée par Hydro-Québec. Le Québec comptait plus de 80 PCH en 2022 (tableau 1).

L'autre part de ce secteur est représentée par les autoproducteurs industriels qui produisent de l'électricité à partir des forces hydrauliques afin d'alimenter leurs usines, tels que certaines entreprises de fabrication d'aluminium et de pâtes et papiers. Le Québec comptait 17 centrales appartenant à 5 autoproducteurs industriels en 2022 (tableau 1).

Tableau 1
Répartition des centrales hydroélectriques

Type d'entreprise	Nombre*	Puissance installée totale (MW)
Petites centrales hydrauliques privées	86	750
Centrales liées aux autoproducteurs industriels	17	3 717

* Ce tableau ne tient pas compte des centrales hydrauliques d'Hydro-Québec.

Tableau 2
Valeurs annuelles moyennes pour les années 2012 à 2023 de toutes les centrales

Centrales visées par la Loi	Production annuelle moyenne
	30 369 723 MWh
	Puissance installée
	5 233 MW

4.2. Coûts pour les entreprises

Les modifications proposées n'entraînent pas de coûts directs pour ces entreprises, car ce sont des frais qu'elles doivent payer lors d'un renouvellement de contrat et pendant la durée de celui-ci.

TABLEAU 3

Synthèse des coûts pour les entreprises

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année (récurrents)
Coûts directs liés à la conformité aux règles	0	0
Coûts liés aux formalités administratives	0	0
Manques à gagner	0	0
TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES	0	0

4.3. Économies pour les entreprises

Les modifications proposées n'entraînent pas d'économies pour les entreprises.

4.4. Synthèse des coûts et des économies

Les modifications n'entraînent pas de coûts supplémentaires ni d'économies pour les entreprises.

TABLEAU 4

Synthèse des coûts et des économies

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts, économies, par année (récurrents)
Total des coûts pour les entreprises	0	0
Revenu supplémentaire pour les entreprises	0	0
Participation du gouvernement pour atténuer le coût du projet	0	0
Total des économies pour les entreprises	0	0
COÛTS NETS POUR LES ENTREPRISES	0	0

4.5. Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies

Il n'y a donc aucune hypothèse particulière utilisée pour l'estimation des coûts et des économies.

Comme stipulé précédemment, ces frais concernent les entreprises. Cependant, aucun nouveau coût ne sera ajouté. Ces frais concernent des coûts existants, soit des frais prévus que les entreprises doivent déjà déboursier.

4.6. Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul des coûts et des économies

Aucune consultation n'a été effectuée sur le calcul des coûts et des économies étant donné la nature du Projet de loi.

4.7. Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée

Avantages

La modification proposée à la Loi sur le régime des eaux favorise l'équité et la transparence envers les producteurs et permettra d'alléger la négociation des contrats, notamment par la modification ou le retrait des clauses liées :

- aux redevances annuelles pour l'utilisation des forces hydrauliques publiques;
- à l'indexation des redevances;
- au montant à la signature (montant forfaitaire).

La solution proposée se fait sans coût supplémentaire pour les entreprises.

Inconvénients

Aucun inconvénient.

5. APPRÉCIATION DE L'IMPACT ANTICIPÉ SUR L'EMPLOI

Appréciation	Nombre d'emplois touchés
Effet favorable sur l'emploi (création nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le ou les secteurs touchés)	
☐	500 et plus
☐	100 à 499
☐	1 à 99
Aucun effet	
☒	0
Effet défavorable (perte nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le ou les secteurs touchés)	
☐	1 à 99
☐	100 à 499
☐	500 et plus
Analyse et commentaires : L'intervention gouvernementale souhaitée permettra de recouvrer chaque année les frais dus au gouvernement par les preneurs de centrales hydroélectriques, même si leur contrat n'a pas été renouvelé, tant qu'ils exploitent la centrale.	

6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)

Le Projet de loi favorisera l'équité et la transparence envers les producteurs et permettra d'alléger les contrats, notamment par la modification ou le retrait de certaines clauses n'entraînant pas de coûts ni de nouvelles responsabilités pour les entreprises. Il n'y a pas lieu de moduler le fardeau administratif selon la taille des entreprises.

7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES

La modification de la Loi vise à simplifier le processus touchant la perception des divers frais que comporte un contrat, même si le contrat n'est pas renouvelé, tant que la centrale continue à être exploitée. De plus, les ajouts législatifs permettront d'uniformiser l'indexation annuelle de ces frais et leur publication à la *Gazette officielle du Québec*. Finalement, ces ajouts permettront de retirer ces frais des contrats afin d'en simplifier la production, la conclusion et l'administration. Les contrats seront modifiés en conséquence et, par la suite, ces frais seront ajoutés à la Loi sur le régime des eaux.

Il n'y a pas de répercussions sur la compétitivité des entreprises. Le Projet de loi permettra au gouvernement de recouvrer plus rapidement les frais qui lui sont dus.

8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES

Il n'y a aucune mesure de coopération ou d'harmonisation nécessaire, car le Projet de loi permettra au gouvernement de recouvrer plus rapidement les frais qui lui sont dus.

9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION

Les règles ont été élaborées en s'inspirant des principes suivants :

- Les règles sont requises.
- Les coûts pour les entreprises sont minimisés.
- Les règles sont facilement applicables par les entreprises et le gouvernement et répondent à un besoin clairement identifié.

10. CONCLUSION

Il n'y a aucun coût ni économie pour les entreprises, car le Projet de loi favorisera l'équité et la transparence envers les producteurs et permettra d'alléger les contrats, notamment par la modification ou le retrait de certaines clauses.

11. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Aucune mesure d'accompagnement n'est nécessaire.

12. PERSONNE-RESSOURCE

Monsieur Philippe Doyon, directeur
Direction de l'expertise et de l'encadrement du secteur électricité
Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
5700, 4^e Avenue Ouest, bureau A-402.1
Québec (Québec) G1H 6R1
philippe.doyon@mern.gouv.qc.ca

13. LES ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L'ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

1	Responsable de la conformité des AIR	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR a été soumise au responsable de la conformité des AIR de votre ministère ou organisme?	☒	☐
2	Sommaire	Oui	Non
	Est-ce que le sommaire comprend la définition du problème, la proposition du projet, les impacts, les exigences spécifiques ainsi que la justification de l'intervention?	☒	☐
	Est-ce que les coûts globaux et les économies globales sont indiqués dans le sommaire?	☒	☐
3	Définition du problème	Oui	Non
	Est-ce que la définition du problème comprend la présentation de la nature du problème, le contexte, les causes et la justification de la nécessité de l'intervention de l'État?	☒	☐
4	Proposition du projet	Oui	Non
	Est-ce que la proposition du projet indique en quoi la solution projetée est en lien avec la problématique?	☒	☐
5	Analyse des options non réglementaires	Oui	Non
	Est-ce que les solutions non législatives ou réglementaires ont été considérées ou est-ce qu'une justification est présentée pour expliquer les raisons du rejet des options non réglementaires?	☒	☐
6	Évaluations des impacts		
6.1	Description des secteurs touchés	Oui	Non
	Est-ce que les secteurs touchés ont été décrits (nombre d'entreprises, nombre d'employés, chiffre d'affaires)?	☒	☐
6.2	Coûts pour les entreprises		
6.2.1	Coûts directs liés à la conformité aux règles	Oui	Non
	Est-ce que les coûts directs liés à la conformité aux règles ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
6.2.2	Coûts liés aux formalités administratives	Oui	Non
	Est-ce que les coûts liés aux formalités administratives ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
	Si l'exigence du « un pour un » s'applique, est-ce que le coût associé aux formalités administratives abolies compense complètement le coût associé à la formalité administrative nouvellement créée? Sans objet	☒	☐

	Si la compensation du coût associé aux formalités administratives abolies est insuffisante, y a-t-il une compensation additionnelle proposée, notamment l'économie provenant des autres formalités administratives, la réduction de fréquences, les prestations électroniques, les exemptions partielles d'une certaine catégorie d'entreprise? Sans objet	☒	☐
	Si une formalité a fait l'objet d'une demande d'exemption à l'exigence du « un pour un », est-ce que le MO a reçu un avis du Bureau de la gouvernance et de la coopération réglementaires du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie selon laquelle l'exemption est conforme à l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 10 de la Politique? Sans objet	☒	☐
6.2.3	Manques à gagner	Oui	Non
	Est-ce que les coûts associés aux manques à gagner ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
6.2.4	Synthèse des coûts pour les entreprises (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau synthèse des coûts pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR en dollars?	☒	☐
6.3	Économies pour les entreprises (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau sur les économies pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR en dollars?	☒	☐
6.4	Synthèse des coûts et des économies (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau synthèse sur les coûts et les économies pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR?	☒	☐
6.5	Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies	Oui	Non
	Est-ce que l'analyse présente les hypothèses utilisées afin d'estimer les coûts et les économies pour les entreprises?	☒	☐
6.6	Élimination des termes imprécis dans les sections portant sur les coûts et les économies	Oui	Non
	Est-ce que les termes imprécis tels que « impossible à calculer », « coût faible » et « impact négligeable » dans cette section portant sur les coûts et les économies pour les entreprises ont été éliminés?	☒	☐
6.7	Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul de coûts et d'économies dans le cas du Projet de loi ou du projet de règlement	Oui	Non
	Est-ce que le processus de consultation pour les hypothèses de calcul de coûts et d'économies a été prévu?	☒	☐
	Au préalable : ☐ (cocher) Durant la période de publication préalable du projet de règlement à la <i>Gazette officielle du Québec</i> ou lors de la présentation du Projet de loi à l'Assemblée nationale ☒ (cocher)		

6.8	Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR fait état des autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée pour l'ensemble de la société (entreprises, citoyens, gouvernement, etc.)?	☒	☐
7	Appréciation de l'impact anticipé sur l'emploi	Oui	Non
	Est-ce que la grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi a été insérée dans l'AIR?	☒	☐
	Est-ce que l'effet anticipé sur l'emploi a été quantifié et la case correspondante de la grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi a été cochée?	☒	☐
8	Petites et moyennes entreprises (PME)	Oui	Non
	Est-ce que les règles ont été modulées pour tenir compte de la taille des entreprises ou, dans le cas contraire, est-ce que l'absence de dispositions spécifiques aux PME a été justifiée?	☒	☐
9	Compétitivité des entreprises	Oui	Non
	Est-ce qu'une analyse comparative des règles avec les principaux partenaires commerciaux du Québec a été réalisée?	☒	☐
10	Coopération et harmonisation réglementaires	Oui	Non
	Est-ce que des mesures ont été prises afin d'harmoniser les règles entre le Québec et l'Ontario lorsque cela est applicable et, le cas échéant, avec les autres partenaires commerciaux ou est-ce que l'absence de dispositions particulières en ce qui concerne la coopération et l'harmonisation réglementaires a été justifiée?	☒	☐
11	Fondements et principes de bonne réglementation	Oui	Non
	Est-ce que l'analyse fait ressortir dans quelle mesure les règles ont été formulées en respectant les principes de bonne réglementation et les fondements de la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente?	☒	☐
12	Mesures d'accompagnement	Oui	Non
	Est-ce que les mesures d'accompagnement qui aideront les entreprises à se conformer aux nouvelles règles ont été décrites ou est-ce qu'il est indiqué clairement qu'il n'y a pas de mesures d'accompagnement prévues?	☒	☐

Section C : Conditions de fermeture de puits

SOMMAIRE

Définition du problème

Dans le cadre des fermetures de puits prévues dans la Loi mettant fin à la recherche d'hydrocarbures ou de réservoirs souterrains, à la production d'hydrocarbures et à l'exploitation de la saumure (chapitre R-1,01) (ci-après la « LMF ») ou la Loi sur le stockage de gaz naturel et sur les conduites de gaz naturel et de pétrole (chapitre S-34.1) (ci-après la « LSC »), ainsi que dans leurs règlements, des conditions exigées peuvent parfois être difficiles à respecter, par exemple l'absence complète d'émanations. En effet, il est possible que des émanations résiduelles mineures persistent malgré le déploiement d'efforts importants par les responsables de ces fermetures et que ces émanations soient comparables à celles que l'on retrouve naturellement et qui ne présentent pas de risque pour la sécurité des personnes et des biens et pour la protection de l'environnement.

Proposition du projet

Afin de prendre en compte les réalités techniques inhérentes à une fermeture définitive de puits et des difficultés importantes, dans certains cas, de remplir avec des moyens raisonnables toutes les conditions réglementaires actuelles, comme l'exigence d'atteindre l'absence totale d'émanations, des modifications législatives sont nécessaires. L'approche proposée s'inspire de ce qui prévaut en Alberta et en Saskatchewan lorsqu'une fuite résiduelle de gaz subsiste après la réalisation de tentatives de corrections infructueuses. Les modifications proposées permettront au titulaire de demander au gouvernement de l'autoriser, sous certaines conditions, à effectuer la fermeture définitive de son puits, bien que toutes les exigences réglementaires ne puissent être respectées. Pour faire une telle demande, le titulaire devra d'abord avoir réalisé les travaux de remédiation prévus dans le plan de fermeture définitive approuvé. Il devra également avoir envisagé toutes les solutions raisonnables pouvant permettre de respecter les exigences réglementaires liées à la fermeture de puits. Si le titulaire en vient à conclure qu'aucune option raisonnable ne peut être mise en place afin de solutionner une problématique telle qu'une émanation résiduelle, il pourra alors présenter au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie un rapport signé par un ingénieur démontrant que le titulaire n'est pas en mesure de se conformer à certaines exigences réglementaires. Si la situation ne présente pas de risque pour la santé, la sécurité des personnes et des biens, ou pour la protection de l'environnement, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie ainsi que le ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs pourraient, après analyse, autoriser la fermeture définitive d'un puits qui ne respecterait pas toutes les exigences réglementaires.

Impacts

Bien que les modifications proposées entraînent une nouvelle formalité administrative facultative (rapport signé par un ingénieur) qui aura un coût de réalisation (3 000 \$) pour les entreprises qui souhaiteront s'en prévaloir, cette formalité leur permettra d'éviter des coûts qui pourraient atteindre un montant minimal d'environ 189 000 \$ par puits. Ce montant est une moyenne donnée à titre indicatif basée sur les coûts des travaux de remédiation à l'émanation inscrits dans les plans de fermeture définitive de puits et de restauration de sites déjà déposés. Toutefois, dans la réalité, les situations varient d'un puits à l'autre et le montant peut donc s'éloigner de cette moyenne.

Lorsqu'il s'agit d'un puits visé par le premier alinéa de l'article 10 de la LMF, les coûts relatifs à la préparation et à la transmission de ce rapport pourraient être remboursés à 75 % par le gouvernement grâce au programme d'indemnisation pour les titulaires de licence révoquée s'inscrivant dans le cadre de la LMF.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

Actuellement, toute activité de fermeture définitive de puits doit être réalisée conformément à la LMF ou à la LSC, ainsi qu'à leurs règlements. Ces règlements prévoient notamment que le titulaire qui procède à la fermeture définitive d'un puits doit s'assurer de :

- l'absence de communication des fluides entre les formations géologiques;
- l'absence d'émanation de fluides dans l'atmosphère;
- l'intégrité du puits à long terme.

Dans le cadre des travaux de fermeture de puits, il est possible par exemple que le titulaire, malgré des efforts raisonnables, ne soit pas en mesure d'assurer l'absence complète d'émanations. Après des travaux correctifs, certaines émanations résiduelles faibles peuvent persister et ne présenter aucun risque, en plus d'être comparables à des émanations qu'on trouve naturellement sur le territoire québécois. Dans ce contexte, il est possible que les responsables de la fermeture de puits doivent réaliser plusieurs tentatives de correction qui pourraient s'avérer infructueuses. En plus de ne pas permettre de pallier la situation, la mise en œuvre de mesures correctrices pourrait même, dans certains cas, l'aggraver.

Les modifications envisagées sont nécessaires pour favoriser, de manière sécuritaire, la fermeture définitive de certains puits d'hydrocarbures.

2. PROPOSITION DU PROJET

Les modifications proposées permettront au titulaire de demander au gouvernement de l'autoriser, sous certaines conditions, à effectuer la fermeture définitive de son puits, bien que toutes les exigences réglementaires ne puissent être respectées. Pour faire une telle demande, le titulaire devra :

- d'abord avoir réalisé les travaux de remédiation prévus dans le plan de fermeture définitive approuvé;
- avoir envisagé toutes les solutions raisonnables pouvant permettre de respecter les exigences réglementaires liées à la fermeture de puits.

Si le titulaire en vient à conclure qu'aucune option raisonnable ne peut être mise en place afin de solutionner une problématique telle qu'une émanation résiduelle, il pourra alors présenter au ministre un rapport signé par un ingénieur démontrant que :

- le titulaire n'est pas en mesure de se conformer à certaines exigences réglementaires;
- la situation ne présente pas de risque pour la santé, la sécurité des personnes et des biens ou la protection de l'environnement.

Dans ce cas, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie ainsi que le ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs pourraient, après analyse, autoriser la fermeture définitive d'un puits qui ne respecterait pas toutes les exigences réglementaires.

a. Éviter les travaux déraisonnables et inefficaces de fermeture définitive des puits

Afin de remédier à certaines problématiques rencontrées, par exemple la présence d'émanations, les titulaires de licences pourraient dépenser, selon la situation, des montants moyens de l'ordre de 189 000 \$ par tentative de fermeture. À terme, ces travaux de remédiation pourraient s'avérer infructueux et potentiellement inefficaces techniquement. Une succession de travaux de fermeture pourrait engendrer des coûts déraisonnables, et même risquer d'empirer l'état du puits. Le dépôt d'un rapport signé par un ingénieur permettrait de confirmer qu'il n'y a pas de risque pour la santé, la sécurité des personnes et des biens ou la protection de l'environnement, et également d'éviter des travaux et des coûts supplémentaires et inutiles à ceux planifiés dans le plan de fermeture du puits.

b. Accélérer le processus de fermeture définitive des puits

L'autorisation, dans certains cas, de procéder à la fermeture de puits autrement que par l'atteinte de l'ensemble des conditions réglementaires actuelles, permettra d'éviter notamment des retards engendrés par des travaux additionnels inefficaces, accélérera le processus de fermeture définitive des puits et réduira ainsi les risques pour la santé, la sécurité des personnes et des biens ou la protection de l'environnement.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Les modifications proposées à la LMF et à la LSC s'avèrent nécessaires, car des solutions non législatives, telles que des mesures incitatives, de l'information, de la sensibilisation ou de l'éducation, ne permettraient pas d'atteindre les objectifs.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1. Description des secteurs touchés

Les secteurs d'activité touchés par ce projet sont les entreprises du domaine pétrolier et gazier qui sont responsables de puits d'hydrocarbures qui ont été forés sur le territoire québécois, soit les titulaires de licences d'exploration ou de production d'hydrocarbures révoquées en vertu de la LMF et l'entreprise Intragaz actuellement titulaire de licences de stockage de gaz naturel. Ces entreprises sont majoritairement des PME.

4.2. Coûts pour les entreprises

Les modifications législatives proposées n'engendreront pas de coûts directs liés à la conformité ni de manques à gagner pour les entreprises visées. Cependant, un coût associé à une nouvelle formalité administrative facultative est à prévoir puisque les entreprises qui souhaiteront se prévaloir de cette mesure devront déposer au ministre un rapport signé par un ingénieur.

Pour les titulaires de licence révoquée en vertu de la LMF, les coûts relatifs à la préparation et à la transmission de ce rapport pourraient être remboursés à 75 % par le gouvernement dans le cadre de son programme d'indemnisation. En effet, en ce qui concerne les puits visés par une obligation de fermeture définitive dans la LMF, l'article 34 prévoit qu'un maximum de 75 % des frais relatifs à l'obligation de fermeture définitive de puits et de restauration de sites sont admissibles à une indemnité. Parmi ces frais, sont admissibles la préparation et la transmission des documents liés aux fermetures définitives de puits, pour autant qu'ils soient exigibles en vertu de la LMF.

TABLEAU 1

Synthèse des coûts pour les entreprises

(en dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année (récurrents)
Coûts directs liés à la conformité aux règles	0	0
Coûts liés aux formalités administratives (rapport signé par un ingénieur)	3 000*	0
Manques à gagner	0	0
TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES	3 000	0

* Ce montant correspond à l'estimation du coût de réalisation du rapport de l'ingénieur. Cette formalité facultative serait exigée si les entreprises voulaient se prévaloir de cette nouvelle mesure. Dans ce contexte, cette formalité ne peut pas être prise en considération pour la règle du « un pour un ».

4.3. Économies pour les entreprises

Les modifications envisagées ont pour effet de réduire, dans certains cas, les coûts engendrés par des travaux correctifs sur les puits. Pour les titulaires de licence révoquée uniquement, 75 % des sommes déboursées pour la fermeture des puits pourraient être remboursées par le programme d'indemnisation.

TABLEAU 2

Économies

(en dollars)

	Période d'implantation	Montant par année
Économies liées à la conformité aux règles		
Économies liées à la réalisation des travaux correctifs	47 250*	0
Réduction d'autres coûts liés aux formalités administratives	0	0
Revenus supplémentaires à la suite de l'augmentation des tarifs payables aux entreprises	0	0
Contribution gouvernementale sous différentes formes (réduction de taxes, crédit d'impôt, subventions, etc.)	2 250**	0
ÉCONOMIES NETTES POUR LES ENTREPRISES	49 500	0

* Ce montant correspond à 25 % du montant pour réaliser les travaux correctifs (189 000 \$) qu'un titulaire de licence révoquée devrait assumer.

** Pour un titulaire de licence révoquée, le rapport d'ingénieur coûterait 3 000 \$ à réaliser, desquels le gouvernement, avec le programme d'indemnisation, rembourserait 2 250 \$ (75 %).

Pour les titulaires non admissibles au programme d'indemnisation, la contribution gouvernementale est nulle et les économies nettes seraient donc de 186 000 \$ (189 000 \$ – 3 000 \$).

4.4. Synthèse des coûts et des économies

Le tableau suivant présente une synthèse des coûts et des économies pour les entreprises.

TABEAU 3
Synthèse des coûts et des économies
(en dollars)

	Période d'implantation	Coûts, économies (récurrents)
Total des coûts pour les entreprises	3 000	0
Revenu supplémentaire pour les entreprises	0	0
Participation du gouvernement pour atténuer le coût du projet	2 250*	0
Total des économies pour les entreprises	47 250*	0
COÛTS NETS POUR LES ENTREPRISES	(46 500)*	0

* Montants à considérer uniquement pour les titulaires de licence révoquée admissibles au programme d'indemnisation.

Pour les titulaires non admissibles au programme d'indemnisation, la participation gouvernementale est nulle et les coûts nets seraient donc de 3 000 \$. L'économie serait de 186 000 \$ (189 000 \$ – 3 000 \$).

4.5. Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies

Pour établir les impacts financiers, les coûts des travaux de remédiation inscrits dans les plans de fermeture définitive de puits et de restauration de sites ont été utilisés. Ces plans ont été préparés selon les exigences de la Loi sur les hydrocarbures (remplacée en 2022 par la LSC) par les entreprises responsables des puits d'hydrocarbures en 2019 et en 2020, et approuvés par le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie à la suite d'un avis favorable du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs. Les coûts des fermetures ont été indexés à un taux d'inflation canadien²¹ annuel moyen (cinq dernières années), soit 3,4 %. Le coût moyen des travaux est évalué à 164 000 \$ après indexation. À ce montant, une contingence a été ajoutée. Comme précisé dans le *Guide de préparation du plan de réaménagement et de restauration des sites miniers au Québec*²², une contingence d'au moins 15 % doit être ajoutée à l'évaluation du coût des travaux. Une contingence de 15 % se trouve aussi dans certains plans de fermeture définitive de puits et de restauration de sites exigés par le gouvernement. Pour les fins de cet exercice, une contingence de 15 % a été retenue. Le coût moyen des travaux correctifs est donc établi minimalement à 189 000 \$ pour l'année 2024, en supposant

²¹ Banque du Canada. « Feuille de calcul de l'inflation ». [\[https://www.banqueducanada.ca/taux/renseignements-complementaires/feuille-de-calcul-de-linflation/\]](https://www.banqueducanada.ca/taux/renseignements-complementaires/feuille-de-calcul-de-linflation/).

²² Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. *Guide de préparation du plan de réaménagement et de restauration des sites miniers au Québec*, Gouvernement du Québec, [En ligne], 2022. [\[https://mrnf.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/GM_restoration_sites_miniers_MERN.pdf\]](https://mrnf.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/GM_restoration_sites_miniers_MERN.pdf).

qu'une seule autre tentative serait effectuée, alors que dans les faits il pourrait y en avoir plusieurs. Il est à noter qu'aucune majoration n'a été ajoutée à ce montant.

Ainsi, l'économie pour les titulaires de licence révoquée en lien avec la réalisation de travaux est établie à 47 250 \$, soit 25 % de 189 000 \$, considérant que le gouvernement aurait assumé 75 % du coût. Pour les titulaires non admissibles au programme d'indemnisation, il n'y aura aucune contribution gouvernementale et les économies nettes seront donc de 186 000 \$ (189 000 \$ – 3 000 \$).

Les coûts associés à la production d'un rapport signé par un ingénieur ont quant à eux été estimés en se basant sur les honoraires moyens pour les services d'un ingénieur d'une entreprise canadienne (40 heures * 72 \$ = 2 880 \$). À cela ont été ajoutés les frais administratifs pour la révision et la transmission du rapport (4 heures * 30 \$ = 120 \$). Ainsi, le coût total de réalisation du rapport s'établit à 3 000 \$, dont 75 % pourraient être remboursés par le programme d'indemnisation (pour les titulaires de licence révoquée uniquement).

4.6. Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul des coûts et des économies

Aucune consultation n'a été réalisée dans le cadre de ce projet de modifications législatives. Toutefois, les calculs des coûts de fermeture de puits sont basés sur des estimations qui figurent dans les plans de fermeture définitive de puits et de restauration de sites. Ces plans ont été signés et scellés en 2019 et en 2020 par des ingénieurs représentant les entreprises responsables de la fermeture des puits, et ensuite transmis au ministre pour leur approbation.

4.7. Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée

Les modifications législatives proposées offriront plus de prévisibilité aux entreprises quant aux travaux qu'ils doivent réaliser sur leurs puits pour être considérés comme fermés définitivement et réduiront les tentatives de remédiation infructueuses, ce qui impliquerait des pertes d'argent et de temps pour les entreprises.

De plus, la fermeture de puits autrement que par l'atteinte des conditions réglementaires actuelles, dans les cas où les entreprises ne seraient pas en mesure de les atteindre, évitera les retards engendrés par des travaux additionnels et accélérera le processus de fermeture définitive des puits, ce qui réduira notamment les risques d'émanations en trop grande quantité dans l'environnement, en plus de rendre les puits sécuritaires plus rapidement.

5. APPRÉCIATION DE L'IMPACT ANTICIPÉ SUR L'EMPLOI

Appréciation	Nombre d'emplois touchés
Impact favorable sur l'emploi (création nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le ou les secteurs touchés)	
☐	500 et plus
☐	100 à 499
☐	1 à 99
Aucun impact	
☒	0
Impact défavorable (perte nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le ou les secteurs touchés)	
☐	1 à 99
☐	100 à 499
☐	500 et plus
Analyse et commentaires : Les modifications proposées n'auront aucun impact sur l'emploi.	

6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)

Les modifications proposées permettront aux PME d'éviter les coûts engendrés par des travaux correctifs qui seraient vraisemblablement infructueux. Les règles seraient les mêmes pour toutes les entreprises qui voudraient se prévaloir de cette mesure, peu importe la nature et la taille des entreprises visées.

7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES

Les modifications proposées ne compromettent pas la compétitivité des entreprises du Québec. Ce nouvel encadrement législatif favorisera un environnement d'affaires stable, prévisible et transparent.

8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES

Les modifications législatives à la LMF et à la LSC ne prévoient pas de dispositions particulières de coopération et d'harmonisation réglementaires avec les partenaires commerciaux du Québec, car le Projet de loi concerne l'encadrement de ce secteur au Québec.

En Alberta, le cadre législatif et réglementaire prévoit que, si le titulaire n'arrive pas à se conformer aux conditions de fermeture définitive de puits après trois tentatives de travaux correctifs infructueux, à la quatrième tentative, il doit contacter le régulateur pour obtenir son approbation sur les travaux correctifs à faire.

En Saskatchewan, le gouvernement exige aussi d'être contacté lorsque les conditions de fermeture définitive de puits prévues dans les directives ne sont pas remplies.

9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION

Le Projet de loi est basé sur les principes de bonne réglementation que le gouvernement a mis en place en vertu des articles 6 et 7 de la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente (décret n° 1158-2021 et annexe A du décret n° 1668-2022), soit notamment que les mesures répondent à un besoin clairement identifié et qu'elles permettent de réduire les coûts pour les entreprises. L'application de ces modifications va permettre une simplification et un allègement du fardeau administratif des entreprises responsables de la fermeture définitive de puits d'hydrocarbures au Québec.

10. CONCLUSION

Dans le cadre des fermetures de puits, des conditions sont imposées, telles que l'élimination complète des émanations. Toutefois, il peut s'avérer difficile d'atteindre ces conditions dans certains cas. Les modifications proposées permettront au gouvernement d'autoriser le titulaire, sous certaines conditions, à fermer un puits sans que certaines exigences actuelles soient atteintes. Ces modifications permettraient aux entreprises d'éviter des coûts élevés de travaux correctifs infructueux qui pourraient minimalement atteindre un montant d'environ 189 000 \$ par puits.

11. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Aucune mesure d'accompagnement n'est requise, puisque ces modifications législatives n'entraîneront aucune conséquence négative sur les entreprises lorsqu'elles entreront en vigueur.

12. PERSONNE-RESSOURCE

Service à la clientèle
Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
5700, 4^e Avenue Ouest, bureau A-422
Québec (Québec) G1H 6R1

13. LES ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L'ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

1	Responsable de la conformité des AIR	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR a été soumise au responsable de la conformité des AIR de votre ministère ou organisme?	☒	☐
2	Sommaire	Oui	Non
	Est-ce que le sommaire comprend la définition du problème, la proposition du projet, les impacts, les exigences spécifiques ainsi que la justification de l'intervention?	☒	☐
	Est-ce que les coûts globaux et les économies globales sont indiqués dans le sommaire?	☒	☐
3	Définition du problème	Oui	Non
	Est-ce que la définition du problème comprend la présentation de la nature du problème, le contexte, les causes et la justification de la nécessité de l'intervention de l'État?	☒	☐
4	Proposition du projet	Oui	Non
	Est-ce que la proposition du projet indique en quoi la solution projetée est en lien avec la problématique?	☒	☐
5	Analyse des options non réglementaires	Oui	Non
	Est-ce que les solutions non législatives ou réglementaires ont été considérées ou est-ce qu'une justification est présentée pour expliquer les raisons du rejet des options non réglementaires?	☒	☐
6	Évaluation des impacts		
6.1	Description des secteurs touchés	Oui	Non
	Est-ce que les secteurs touchés ont été décrits (nombre d'entreprises, nombre d'employés, chiffre d'affaires)?	☒	☐
6.2	Coûts pour les entreprises		
6.2.1	Coûts directs liés à la conformité aux règles	Oui	Non
	Est-ce que les coûts directs liés à la conformité aux règles ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
6.2.2	Coûts liés aux formalités administratives	Oui	Non
	Est-ce que les coûts liés aux formalités administratives ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
	Si l'exigence du « un pour un » s'applique, est-ce que le coût associé aux formalités administratives abolies compense complètement le coût associé à la formalité administrative nouvellement créée? Sans objet	☒	☐
	Si la compensation du coût associé aux formalités administratives abolies est insuffisante, une compensation additionnelle est-elle proposée, notamment l'économie provenant des autres formalités administratives, la réduction de fréquences, la prestation électronique ou l'exemption partielle d'une certaine catégorie d'entreprise? Sans objet	☒	☐
	Si une formalité a fait l'objet d'une demande d'exemption à l'exigence du « un pour un », est-ce que le MO a reçu un avis du Bureau de la gouvernance et de la coopération réglementaires du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie indiquant que l'exemption est conforme à l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 10 de la Politique? Sans objet	☒	☐
6.2.3	Manques à gagner	Oui	Non
	Est-ce que les coûts associés aux manques à gagner ont été quantifiés en dollars?	☒	☐
6.2.4	Synthèse des coûts pour les entreprises (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau synthèse des coûts pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR en dollars?	☒	☐
6.3	Économies pour les entreprises (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau sur les économies pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR en dollars?	☒	☐
6.4	Synthèse des coûts et des économies (obligatoire)	Oui	Non

	Est-ce que le tableau synthèse des coûts et des économies pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé dans l'AIR?	☒	☐
6.5	Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies	Oui	Non
	Est-ce que l'analyse présente les hypothèses utilisées afin d'estimer les coûts et les économies pour les entreprises?	☒	☐
6.6	Élimination des formulations imprécises dans les sections portant sur les coûts et les économies	Oui	Non
	Est-ce que les formulations imprécises telles que « impossible à calculer », « coût faible » et « impact négligeable » dans cette section portant sur les coûts et les économies pour les entreprises ont été éliminées?	☒	☐
6.7	Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul de coûts et d'économies dans le cas du Projet de loi ou du projet de règlement	Oui	Non
	Est-ce que le processus de consultation pour les hypothèses de calcul de coûts et d'économies a été prévu?	☒	☐
	Au préalable : ☒ (cocher) Durant la période de publication préalable du projet de règlement à la <i>Gazette officielle du Québec</i> ou lors de la présentation du Projet de loi à l'Assemblée nationale ☐ (cocher)		
6.8	Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR fait état des autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée pour l'ensemble de la société (entreprises, citoyens, gouvernement, etc.)?	☒	☐
7	Appréciation de l'impact anticipé sur l'emploi	Oui	Non
	Est-ce que la grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi a été insérée dans l'AIR?	☒	☐
	Est-ce que l'effet anticipé sur l'emploi a été quantifié et la case correspondante de la grille d'appréciation de l'effet sur l'emploi a été cochée?	☒	☐
8	Petites et moyennes entreprises (PME)	Oui	Non
	Est-ce que les règles ont été modulées pour tenir compte de la taille des entreprises ou, dans le cas contraire, est-ce que l'absence de dispositions spécifiques aux PME a été justifiée?	☒	☐
9	Compétitivité des entreprises	Oui	Non
	Est-ce qu'une analyse comparative des règles avec les principaux partenaires commerciaux du Québec a été réalisée?	☒	☐
10	Coopération et harmonisation réglementaires	Oui	Non
	Est-ce que des mesures ont été prises afin d'harmoniser les règles entre le Québec et l'Ontario lorsque cela est applicable et, le cas échéant, avec les autres partenaires commerciaux ou est-ce que l'absence de dispositions particulières en ce qui concerne la coopération et l'harmonisation réglementaires a été justifiée?	☒	☐
11	Fondements et principes de bonne réglementation	Oui	Non
	Est-ce que l'analyse indique dans quelle mesure les règles respectent les principes de bonne réglementation et les fondements de la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente?	☒	☐
12	Mesures d'accompagnement	Oui	Non
	Est-ce que les mesures d'accompagnement qui aideront les entreprises à se conformer aux nouvelles règles ont été décrites ou est-ce qu'il est indiqué clairement qu'il n'y a pas de mesures d'accompagnement prévues?	☒	☐

