

ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

**Projet de règlement modifiant le Règlement
concernant la quantité de gaz naturel
renouvelable devant être livrée par un
distributeur**

**Ministère de l'Énergie et des
Ressources naturelles**

Mai 2022

SOMMAIRE EXÉCUTIF

En mars 2019, le gouvernement du Québec a édicté le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur (Règlement), lequel établit une proportion minimale de gaz naturel renouvelable (GNR) devant être injectée dans le réseau de distribution de gaz naturel. Cette proportion a été fixée à 1 % à compter de l'année 2020, à 2 % à compter de 2023 et à 5 % à compter de 2025.

Dans le cadre du Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030) publié en novembre 2020, le gouvernement annonçait sa volonté de porter à 10 % le volume minimal de GNR qui devra être injecté dans le réseau de gaz naturel à l'horizon 2030.

Depuis quelques années, l'émergence de nouvelles technologies et de nouveaux types de gaz de source renouvelable (GSR), comme l'hydrogène, offre de nouvelles opportunités de décarbonation du réseau gazier. C'est dans cet esprit que la Loi sur la Régie de l'énergie a été modifiée, en octobre 2021, pour y introduire le concept de GSR¹ qui inclut, en plus du GNR, l'hydrogène de source renouvelable et les autres GSR. Par ailleurs, le gouvernement peut définir par règlement les conditions et modalités selon lesquelles du gaz naturel de source renouvelable ou l'hydrogène ajouté au gaz naturel constitue du GSR.

Dans ce contexte, il est proposé de modifier le Règlement, afin de prévoir les conditions selon lesquelles un gaz ou une substance mélangée au gaz naturel constitue un GSR, de préciser les modalités de livraison de GSR, d'augmenter le taux de GSR devant être livré en 2028 et 2030 et de modifier la formule de calcul de la quantité minimale de GSR à livrer.

Les distributeurs québécois, soit Énergir, s.e.c. (Énergir) et Gazifère inc. (Gazifère), devraient assumer des coûts récurrents estimés à 55 000 \$/a pour mettre en place les mesures nécessaires à l'approbation par la Régie de l'énergie (Régie) de certains contrats avec des caractéristiques différentes que celles prévues aux contrats actuels et des coûts estimés à 8 000 \$/a relatifs à la certification du GSR livré.

L'augmentation de la proportion de GSR devant être injecté dans le réseau gazier en 2030, passant de 5 % à 10 %, se traduirait par une livraison additionnelle de 305 millions de mètres cubes (Mm³) de GSR. Comme le prix de fourniture du GSR devrait demeurer supérieur à celui du gaz naturel en 2030, les utilisateurs devront alors supporter un coût additionnel estimé entre 157 M\$ et 292 M\$ par rapport à la réglementation actuelle, ce qui représenterait une hausse globale du coût d'acquisition du gaz naturel estimé entre 4,3 % et 7,5 %.

¹ La Loi sur la Régie de l'énergie a été modifiée pour remplacer la définition de « gaz naturel renouvelable » par le concept de « gaz de source renouvelable » (GSR) qui comprend, en plus du gaz naturel renouvelable (GNR appelé aussi biométhane), l'hydrogène de source renouvelable, soit de l'hydrogène vert et de l'hydrogène fatal (l'hydrogène fatal est un coproduit d'un procédé industriel, donc la fonction du procédé n'est pas d'obtenir cet hydrogène. Cet hydrogène peut être récupéré et valorisé), ainsi que d'autres gaz renouvelables obtenus par méthanation ou pyrogazéification de biomasse résiduelle. Bien que le terme GNR ne soit plus présent dans le règlement, le terme GSR inclut également le GNR.

TABLE DE MATIÈRES

1. DÉFINITION DU PROBLÈME.....	4
2. PROPOSITION DU PROJET.....	6
3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES.....	7
4. ÉVALUATION DES IMPACTS.....	7
4.1 Description des secteurs touchés.....	7
4.2 Coûts pour les entreprises.....	8
4.3 Économies pour les entreprises.....	13
4.4 Synthèse des coûts et des économies.....	14
4.5 Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies.....	15
4.6 Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul des coûts et d'économies..	20
4.7 Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée.....	21
5. APPRÉCIATION DE L'IMPACT ANTICIPÉ SUR L'EMPLOI.....	22
6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME).....	23
7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES.....	23
8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES.....	23
9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION.....	24
10. CONCLUSION.....	24
11. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT.....	24
12. PERSONNE(S)-RESSOURCE(S).....	25
13. ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L'ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE.....	26

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

Actuellement, le gaz naturel compte pour environ 13 % de la consommation d'énergie. Son utilisation génère des émissions de gaz à effet de serre annuelles de 12 Mt². En utilisant les infrastructures en place, l'injection de GNR dans le réseau gazier contribue à la transition énergétique du Québec en complément de l'électrification.

Le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur (RLRQ, chapitre R-6.01, r. 4,3) (Règlement) a été édicté le 26 mars 2019. Il établit à 1 % le volume minimal de GNR que les distributeurs québécois de gaz naturel doivent injecter annuellement dans leur réseau de distribution à partir de 2020, puis à 2 % en 2023 et à 5 % à partir de 2025. Les obligations réglementaires ont pris effet à compter de l'année tarifaire du distributeur débutant en 2020, soit le 1^{er} janvier 2020 pour Gazifère et le 1^{er} octobre 2020 pour Énergir.

Dans son PEV 2030, le gouvernement s'est donné comme objectif de porter à 10 % le volume minimal de GNR qui devra être injecté dans le réseau de gaz naturel à l'horizon 2030 tout en permettant aux distributeurs d'intégrer de l'hydrogène de source renouvelable. Par ailleurs, le gouvernement informait également de son intention de lancer la toute première Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies. Celle-ci présentera une vision intégrée complète et cohérente qui tient compte de la production et de l'utilisation de l'hydrogène vert et des bioénergies au Québec comme le GNR, en remplacement d'énergies fossiles importées. Soulignons que cette vision intègre ces filières de façon complémentaire à l'électrification directe et l'efficacité énergétique.

En octobre 2021, la Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures (LQ, 2021, chapitre 28) a été sanctionnée. En cohérence avec la volonté de favoriser le déploiement des filières de l'hydrogène vert et des bioénergies, cette loi modifie notamment la Loi sur la Régie de l'énergie (RLRQ, chapitre R-6.01) afin de permettre aux distributeurs gaziers de livrer de nouveaux types de GSR³ dans leurs réseaux et de leur donner ainsi plus de flexibilité pour rencontrer leurs obligations prévues au Règlement. Ces modifications favorisent également la consommation d'hydrogène vert et d'autres GSR grâce au réseau gazier québécois et contribuent à assurer une transition énergétique à faible émission de carbone. Ils permettent aussi au gouvernement de déterminer par règlement les conditions et les modalités selon lesquelles l'hydrogène constitue un GSR.

² Whitmore, J. et P.-O. Pineau, 2022. État de l'énergie au Québec 2022, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

³ Le GSR comprend le gaz naturel renouvelable qui est le résultat de la purification du biogaz produit par la digestion anaérobie de matière organique pour en extraire le biométhane, une molécule identique au méthane que l'on retrouve dans le gaz naturel. Il comprend aussi le gaz de synthèse produit par pyrogazéification de la biomasse et transformable en biométhane, mais aussi par méthanation qui combine l'hydrogène de source renouvelable à une source de CO₂ pour reconstituer du méthane synthétique. Enfin, le GSR comprend également l'hydrogène vert et fatal qui est le coproduit d'un procédé industriel.

La hausse des exigences prévues au Règlement est donc nécessaire pour l'atteinte de la cible du gouvernement de réduction de gaz à effet de serre (GES) à l'horizon 2030 et au verdissement du réseau de gaz naturel. Elle est aussi requise pour donner un signal à moyen et à long termes pour développer cette filière émergente.

Le Règlement doit également être revu afin de définir les GSR qui pourront être injectés dans le réseau gazier en cohérence avec les objectifs climatiques et énergétiques du Québec. Les conditions proposées permettent de fermer la porte à la livraison de GSR fabriqué selon des procédés qui ne réduisent peu ou pas les émissions de GES sur leur cycle de vie, par exemple, l'hydrogène gris ou bleu issu d'énergies fossiles.

Le Règlement doit aussi être modifié afin de maximiser les réductions d'émissions de GES au Québec, et ce, afin de s'assurer que le GSR comptabilisé pour l'atteinte des taux fixés soit destiné à être consommé au Québec. Actuellement, le GNR circulant dans le réseau de distribution qui est ensuite exporté pourrait être considéré livré aux fins du Règlement. Sans modification au Règlement actuel, cela pourrait nuire à l'atteinte des cibles gouvernementales de réduction de GES au Québec, sachant que seuls les GSR consommés au Québec permettent de diminuer les émissions provinciales de GES. Enfin, la formule de calcul pour l'atteinte des taux fixés au Règlement doit également être révisée afin de s'assurer que les quantités de GSR comptabilisées ne soient pas sous-estimées par rapport aux taux prescrits au Règlement.

Finalement, environ 90 % de la production totale de GNR au Québec est exportée actuellement, notamment due à une offre de prix plus compétitive découlant d'exigences plus élevées dans d'autres juridictions. En effet, la demande induite par les modifications proposées au projet de règlement, notamment ses exigences plus ambitieuses en termes de volume de GSR, permettra d'augmenter l'attractivité du marché québécois et de faire en sorte que la production locale de GSR soit consommée prioritairement au Québec.

2. PROPOSITION DU PROJET

Il est proposé de modifier le Règlement pour :

- ajouter un taux de 7 % à compter de l'année tarifaire débutant en 2028 et un taux de 10 % à compter de 2030 (le Règlement actuel établit un taux de 5 % en 2025, donc la proposition est une exigence de 5 % supplémentaire, ce qui permettrait d'atteindre un taux de 10 % en globalité en 2030) pour les fins de la détermination de la quantité devant être livrée annuellement par un distributeur de gaz naturel;
- prévoir que les conditions et modalités selon lesquelles du gaz naturel de source renouvelable et l'hydrogène constituant du GSR soient précisées en fonction des technologies de fabrication, des sources d'énergie et des matières premières qui peuvent être utilisées;
- selon les conditions et modalités proposées, prévoir que le GSR comprend le biométhane et d'autres gaz de synthèse produits à partir d'énergie renouvelable et de matières organiques non fossiles, ainsi que l'hydrogène de source renouvelable, soit de l'hydrogène vert et de l'hydrogène fatal⁴;
- préciser que le GSR comptabilisé pour l'atteinte des taux fixés doit être livré pour consommation finale dans le territoire exclusif du distributeur au Québec;
- préciser que, lorsque le distributeur comptabilise une quantité d'hydrogène livrée aux fins du calcul de l'exigence et pour le suivi de la conformité à cette exigence, seule une proportion de 33 1/3 % est retenue par rapport à la quantité réellement livrée afin de refléter le pouvoir calorifique de l'hydrogène qui est environ trois fois inférieur à celui du gaz naturel. Ainsi, la capacité de réduction des émissions de GES inférieure d'une unité d'hydrogène par rapport à celle du gaz naturel renouvelable serait prise en compte;
- modifier la formule de calcul prévue au Règlement en retirant la soustraction de la quantité de GSR livrée dans le calcul des livraisons annuelles de gaz naturel.

⁴ L'hydrogène fatal est un coproduit d'un procédé industriel, donc la fonction du procédé n'est pas d'obtenir cet hydrogène. Cet hydrogène peut être récupéré et valorisé.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Le projet de règlement introduit des modifications à une réglementation déjà existante. Le choix de la voie réglementaire a été fait au moment de l'instauration du Règlement en 2019 et dont la première année de conformité était en 2020. Par conséquent, l'analyse des options non réglementaires n'est pas requise.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1 Description des secteurs touchés

Producteurs de gaz de sources renouvelables

Actuellement, il y a cinq sites de production de GSR au Québec, dont deux nouveaux producteurs depuis 2021. Une quinzaine de projets supportés par le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) et le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) sont en cours de réalisation. Par ailleurs, selon l'information recueillie par le MERN, une vingtaine de promoteurs développent présentement de nouveaux projets de production.

Au total, ces sites de production présentent un potentiel de production de plus de 370 Mm³ de GSR, soit plus de 6 % de la consommation de gaz naturel au Québec.

Distributeurs de gaz naturel

Deux distributeurs de gaz naturel se partagent le marché au Québec et détiennent des droits exclusifs de distribution de gaz naturel sur le territoire québécois : Énergir et 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 québécois⁵.

Énergir distribue près de 97 % des volumes de gaz naturel consommés au Québec. Son réseau gazier s'étend sur plus de 11 000 km et sert un peu plus de 200 000 clients.

Gazifère, une société affiliée à Enbridge Gas Distribution de l'Ontario, compte près de 43 000 clients et exploite 990 km de réseau gazier dans la région de l'Outaouais.

⁵ Régie de l'énergie du Canada, 2021, Profils énergétiques des provinces et territoires – Québec, en ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-quebec.html>.

TABLEAU 1

Nombre d'établissements et emplois dans le secteur de la distribution de gaz naturel au Québec

Secteur	Nombre	Nombre d'emplois
Distributeurs de gaz naturel	2	Plus de 1 710

Sources : Énergir, Rapport de gestion Énergir inc. au 30 septembre 2021, p. 8., Gazifère, site Internet corporatif <https://gazifere.com/fr/a-propos-de-gazifere/>, consulté le 25 avril 2022.

Utilisateurs de gaz naturel

Les utilisateurs de gaz naturel sont essentiellement composés d'entreprises industrielles et commerciales, ainsi que d'institutions qui consomment près de 90 % du gaz naturel distribué au Québec.

TABLEAU 2

Répartition des utilisateurs de gaz naturel et des volumes consommés en 2019 (en millions de mètres cubes)

	ÉNERGIR		GAZIFÈRE		TOTAL	
	Nombre clients	Volume (Mm ³ /a)	Nombre clients	Volume (Mm ³ /a)	Nombre clients	Volume (Mm ³ /a)
Résidentiel	148 400 (70 %)	675 (11 %)	39 560 (92 %)	69 (36 %)	187 960 (74 %)	744 (12 %)
Commercial et institutionnel	55 120 (26 %)	1 658 (27 %)	3 426 (8 %)	76 (40 %)	58 546 (23 %)	1 734 (27 %)
Industriel	8 480 (4 %)	3 807 (62 %)	14 (0 %)	46 (24 %)	8 494 (3 %)	3 853 (61 %)
Total	212 000	6 140	43 000	191	255 000	6 331

Source : Informations transmises par la Société en commandite Énergir et Gazifère inc.

4.2 Coûts pour les entreprises

Coûts directs liés à la conformité aux règles

Selon les hypothèses utilisées, le prix de fourniture du GSR devrait demeurer supérieur à celui du gaz naturel d'ici 2030, les utilisateurs devront alors supporter un coût additionnel sur leur tarification.

En effet, pour les utilisateurs de gaz naturel composés essentiellement d'entreprises industrielles et commerciales, ainsi que d'institutions, l'injection d'un volume équivalent à 305 Mm³ de GSR, soit le volume supplémentaire qui serait nécessaire pour respecter la

nouvelle exigence réglementaire à l'horizon 2030, représenterait un surcoût additionnel compris entre 157 M\$ et 292 M\$ par année par rapport à l'obligation réglementaire prévue d'un volume minimal de 5 % en 2030.

L'évaluation du surcoût du GSR est fortement dépendante de l'évolution du prix du gaz naturel d'origine fossile et du coût des droits d'émission (système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission [SPEDE]). Plus le prix du gaz naturel d'origine fossile est bas, plus le surcoût à payer est important. À l'inverse, une hausse du prix du gaz naturel d'origine fossile et du coût des droits d'émission du SPEDE réduirait ce surcoût. Toutefois, pour établir le coût net d'acquisition du GSR produit au Québec, les coûts suivants doivent être soustraits, soit le prix du transport à partir du carrefour de Dawn en Ontario (d'où provient la majorité du gaz naturel consommé au Québec, et le coût des droits d'émission du SPEDE.

Il est toutefois hasardeux d'évaluer l'impact du projet de Règlement à l'horizon 2030 où une proportion minimale de 10 % de GSR serait exigée, considérant notamment l'incertitude sur l'évolution du prix du gaz naturel d'origine fossile, de l'augmentation du coût des droits d'émission du SPEDE et de l'évolution des technologies de production du GSR.

TABLEAU 3

Coûts directs liés à la conformité aux règles pour les utilisateurs

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année (récurrents) ⁶
Autres coûts directs liés à la conformité	Aucun	157 à 292
TOTAL DES COÛTS DIRECTS LIÉS À LA CONFORMITÉ AUX RÈGLES	Aucun	157 à 292 (à partir de 2030)

Note : Pour des fins de simplification, les chiffres présentés dans ce tableau sont arrondis.

Pour les distributeurs de gaz naturel, ce règlement introduit des modifications à une réglementation déjà existante. La main-d'œuvre actuelle possède l'expertise nécessaire pour assurer la distribution du GSR. De plus, avec l'augmentation prévue des taux, le traitement de plus grands volumes ne nécessitera pas l'ajout de ressources dédiées.

⁶ Le coût par année en dollars courants permet de démontrer l'ampleur des coûts inhérents aux règles.

Coûts liés aux formalités administratives

Les coûts liés aux formalités administratives portent principalement sur les mesures relatives à l'achat et à la vente du GSR, notamment sur le suivi des ventes, les modifications des conditions de services et la méthode de calcul du prix d'acquisition du GSR. Aucune nouvelle formalité administrative ne sera créée pour l'application des exigences réglementaires.

Cependant, la hausse des taux en 2028 et 2030 nécessitera la signature de nouveaux contrats d'approvisionnement en GSR qui prendront probablement une forme similaire à ceux actuellement en vigueur.

Par ailleurs, l'expérience de traitement, tant par la Régie que par les distributeurs et les intervenants, devrait rendre plus rapide l'évaluation et l'approbation des nouveaux contrats. Cependant, certains contrats pourraient avoir des caractéristiques différentes de celles prévues aux contrats actuels. L'évaluation de ceux-ci par la Régie pourrait s'avérer plus complexe, ce qui pourrait engendrer des coûts administratifs récurrents d'environ 55 000 \$/a qui devront être assumés par les distributeurs.

Également, les distributeurs devront assumer des coûts d'audit relatifs à la certification du GSR. Le coût lié à cette exigence est estimé à 8 000 \$/a.

En outre, les efforts supplémentaires requis pour appliquer un règlement avec des exigences plus élevées de GSR sont limités, puisque les mécanismes d'approvisionnement, de gestion et de suivi du GSR sont déjà mis en place avec la réglementation existante. Les modèles de travail déjà utilisés sont adaptables pour de plus grandes quantités.

TABLEAU 4

Coûts liés aux formalités administratives et application de l'exigence du « un pour un »
(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année (récurrents)
Coûts liés aux formalités administratives existantes (modification de la formalité administrative déjà existante)		
Coûts de production, de gestion et de transmission des rapports, des enregistrements, des registres et des formulaires d'autorisation	Aucun	Aucun
Dépenses en ressources externes (ex. : consultants)	Aucun	0,01
Autres coûts liés aux formalités administratives	Aucun	0,06
Total des coûts liés à la modification des formalités administratives existantes	Aucun	0,06
Effets nets concernant l'exigence du « un pour un » si applicable	Aucun	Aucun
TOTAL DES COÛTS LIÉS AUX FORMALITÉS ADMINISTRATIVES	Aucun	0,06

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Manques à gagner

Pour les distributeurs de gaz naturel, les modifications au Règlement existant n'entraînent pas de manque à gagner.

TABLEAU 5

Manques à gagner
(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année (récurrents)
Diminution du chiffre d'affaires	Aucun	Aucun
Autres types de manques à gagner	Aucun	Aucun
TOTAL DES MANQUES À GAGNER	Aucun	Aucun

Synthèse des coûts pour les entreprises

TABLEAU 6

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	Aucun	157 à 292 (à partir de 2030)
Coûts liés aux formalités administratives	Aucun	0,06
Manques à gagner	Aucun	Aucun
TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES	Aucun	157 à 292 (à partir de 2030)

4.3 Économies pour les entreprises

Le projet de règlement n'engendre aucune économie pour les distributeurs de gaz naturel.

TABLEAU 7

Économies, revenus supplémentaires pour les entreprises et participation du gouvernement
(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Économies, revenus supplémentaires pour les entreprises et participation du gouvernement pour atténuer le coût du projet par année (récurrents)
Économies liées à la conformité aux règles		
Économies liées à l'achat d'équipements moins coûteux qu'à l'habituel	Aucun	Aucun
Réduction d'autres coûts liés aux formalités administratives	Aucun	Aucun
Revenus supplémentaires à la suite de l'augmentation des tarifs payables aux entreprises	Aucun	Aucun
Contribution gouvernementale sous différentes formes (de réduction de taxes, crédit d'impôt, subventions, etc.)	Aucun	Aucun
TOTAL EFFETS FAVORABLES AU PROJET (DES ÉCONOMIES POUR LES ENTREPRISES, REVENUS SUPPLÉMENTAIRES ET CONTRIBUTION DU GOUVERNEMENT POUR ATTÉNUER LE COÛT DU PROJET)	Aucun	Aucun

Le projet de règlement s'inscrit en cohérence avec la volonté gouvernementale de déploiement et de valorisation de la filière de production de bioénergie au Québec. En effet, la demande induite par les modifications proposées au projet de règlement, notamment ses exigences plus ambitieuses en termes de volume de GSR, permettra d'augmenter l'attractivité du marché québécois et de faire en sorte que la production locale de GSR soit consommée prioritairement au Québec.

De plus, le Québec se dote de la flexibilité requise afin d'encadrer plus globalement la décarbonation du réseau gazier et d'offrir de nouvelles possibilités pour accélérer la production locale de GSR.

Sans exclure qu'une portion des GSR consommée puisse être importée en 2030, dans le cadre de la présente analyse, on suppose que la majorité de la production de GSR nécessaire pour remplir les exigences du Règlement à l'horizon 2030 sera produite au Québec, ce qui pourrait générer des revenus supplémentaires pour les producteurs locaux ainsi que l'amélioration du produit intérieur brut et de la balance commerciale du Québec.

4.4 Synthèse des coûts et des économies

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

TABLEAU 8

Synthèse des coûts et des économies

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts, économies par année (récurrents)
Total des coûts pour les entreprises	Aucun	157 à 292 (à partir de 2030)
Revenu supplémentaire pour les entreprises	Aucun	Aucun
Participation du gouvernement pour atténuer le coût du projet	Aucun	Aucun
Total des économies pour les entreprises	Aucun	Aucun
COÛTS NETS POUR LES ENTREPRISES	Aucun	157 à 292 (à partir de 2030)

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

Il faut souligner que, dans le cadre de cette évaluation d'impacts, seuls les coûts supplémentaires engendrés par l'acquisition du GSR au-delà des taux déjà prescrits au règlement actuellement en vigueur ont été considérés.

Coût des gaz de sources renouvelables

Le marché du GNR en Amérique du Nord a connu un essor significatif au cours des dernières années. Cette évolution s'explique notamment par d'importants développements dans les réglementations applicables dans diverses juridictions et par les objectifs de réduction des émissions de GES que se sont fixées lesdites juridictions.

À titre d'exemples, la Colombie-Britannique a déterminé un prix plafond pour l'acquisition du GNR qui est fixé à 31 \$/GJ⁷ en 2022. En Ontario, pour le distributeur de gaz Enbridge, l'intervalle de prix se situe entre 20 \$/GJ et 30 \$/GJ⁸. Aux États-Unis, dans le cadre du programme fédéral des normes sur les carburants renouvelables (*Renewable Fuel Standard*), la valeur des crédits générés par le GNR oscille actuellement entre 25 \$/GJ et 55 \$/GJ.

Au Québec, à titre de référence, selon les propositions reçues dans l'appel d'offres de 2021-2022 d'Énergir tel que présenté dans sa preuve déposée à la Régie de l'énergie le 22 mars 2022 dans le cadre de l'audience portant sur les mesures relatives à l'achat et la vente de GNR, les prix de fourniture se situent entre 25 \$/GJ et 35 \$/GJ⁹. De plus, le distributeur propose que le prix maximal d'un contrat GNR fonctionnalisé à Dawn soit fixé 45 \$/GJ¹⁰.

Ainsi, aux fins de la présente analyse, il est estimé que le coût de fourniture du GSR se situe entre 20 \$/GJ et 30 \$/GJ. Ces coûts seront ensuite indexés avec un taux d'inflation annuel de 2 % par année pour atteindre 23 \$/GJ à 35 \$/GJ¹¹ en 2030.

Toutefois, il est difficile d'évaluer le caractère raisonnable du prix de fourniture du GSR dans le futur, puisqu'il est sujet à des variations significatives selon le contexte de la vente et étant donné le marché où les conditions de prix ne sont pas réglementées.

Par ailleurs, dans le cadre de l'évaluation des impacts du projet de règlement, seuls les coûts supplémentaires engendrés par l'acquisition de GSR produits par biométhanisation ou par le captage de biogaz de lieux d'enfouissement ont été considérés compte tenu de l'incertitude liée au développement des autres types de GSR, notamment les gaz de synthèse renouvelable et l'hydrogène vert.

⁷ <https://www.cdn.fortisbc.com/libraries/docs/default-source/about-us-documents/regulatory-affairs-documents/gas-utility/211217-fei-2021-rg-program-comprehensive-review-and-application-ff.pdf>.

⁸ [EGI_IRRs_20200527.ashx \(enbridgegas.com\)](#).

⁹ [R-4008-2017-B-0683-Demande-Piece-2022_03_22.pdf \(regie-energie.qc.ca\)](#).

¹⁰ [R-4008-2017-B-0683-Demande-Piece-2022_03_22.pdf \(regie-energie.qc.ca\)](#).

¹¹ Exprimé en dollars courants de 2030.

Prix du gaz naturel

La prévision du coût moyen de fourniture du gaz naturel est basée sur les prévisions à long terme du ministère des Finances¹² (MFQ) qui sont elles-mêmes basées sur les prévisions du prix spot du gaz naturel à *Henry Hub* qui est le point de référence aux États-Unis pour le prix du gaz naturel. Cette prévision établit le prix du gaz naturel à 4,89¹³ \$/GJ en 2030.

Cependant, cette prévision doit être mise en contraste avec le prix très élevé du service de fourniture du gaz naturel sur les marchés au moment de l'élaboration de la présente analyse d'impact. En effet, le coût du service de fourniture du gaz naturel par Énergir en mai 2022 s'établissait à 7,76 \$/GJ¹⁴.

Coût des droits d'émission du SPEDE

Concernant les droits d'émission du SPEDE, le coût avoisine actuellement l'équivalent de 1,40 \$/GJ (36,24 \$/tonne éq. de GES)¹⁵. Dans le cadre de l'Analyse d'impact sur les émissions de GES et l'économie du Plan de mise en œuvre 2022-2027 (PMO 2022-2027) du PEV 2030 réalisé par le MFQ et le MELCC, le scénario de référence suppose un prix moyen des droits d'émission du SPEDE de 97 \$¹⁶ la tonne en 2030, lequel reflète les prévisions du secteur privé. De plus, dans leur analyse de sensibilité, un intervalle de prix se situant entre 42 \$ et 155 \$ la tonne en 2030 est utilisé, ce qui correspond respectivement aux prix minimum et plafond du SPEDE. Les mêmes hypothèses sont retenues pour la présente analyse d'impact.

Dans le cadre de l'analyse, il est considéré que l'ensemble de la clientèle des distributeurs de gaz naturel doit payer les droits d'émission au SPEDE. Or, certains grands émetteurs industriels exposés au commerce international peuvent recevoir gratuitement des unités d'émissions comme prévu dans le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (RSPEDE) afin d'atténuer l'effet de la tarification carbone sur leur compétitivité au niveau national ou international. Ainsi, ces entreprises ne sont pas facturées directement par les distributeurs de gaz naturel pour le coût des droits d'émission du SPEDE mais ils devront acheter des droits d'émissions, le cas échéant, pour rencontrer leurs obligations prévues au RSPEDE.

Autres hypothèses

Sans exclure qu'une portion des GSR consommée puisse être importée en 2030 dans le cadre de la présente analyse, on suppose que la majorité de la production de GSR nécessaire pour

¹² Prévisions du ministère des Finances du Québec dans le cadre du Budget 2022-2023.

¹³ 3,71 (\$ US/MMBtu) * 1,06 (MMBtu/GJ) * 1,25 (\$ CA/\$ US).

¹⁴ Rapport mensuel sur le coût détaillé du coût de service de fourniture d'Énergir en date du 1^{er} mai 2022 (consulté le 3 mai 2022) en ligne : [20220501_Prix de fourniture 2022 05 - Caviardé.pdf \(regie-energie.qc.ca\)](#).

¹⁵ Données fournies par le MFQ.

¹⁶ Source : ministère des Finances du Québec et ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Il est supposé que le prix des droits d'émission du système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre atteindrait 97 \$ la tonne en 2030, de manière cohérente avec les estimations du secteur privé.

remplir les exigences du Règlement à l'horizon 2030 sera produite au Québec. Ainsi, les coûts de transport jusqu'à la franchise des distributeurs ne sont pas pris en compte dans le coût d'acquisition du GSR.

Les droits d'émission du SPEDE ne sont pas pris en compte dans le coût d'acquisition du GSR, puisque le biométhane est considéré presque carboneutre dans le cadre du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*¹⁷.

Les coûts moyens pondérés du transport, de l'équilibrage et de distribution ont été indexés selon la cible actuelle de prévision de l'inflation à long terme de la Banque du Canada qui est de 2 %.

Le taux de change utilisé pour convertir le prix du gaz naturel en dollars canadiens est de 1,25 \$ CA par \$ US.

¹⁷ Lors de la combustion du biométhane, seules les émissions de CH₄ et de N₂O doivent être quantifiées dans les émissions de GES. Celles-ci demeurent très faibles dans un processus de combustion. Les émissions de GES sont de 11 g CO₂ eq. par m³ pour le biométhane contre 1 889 g CO₂ eq. par m³ de gaz naturel. En ligne : <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/pdf/rc/Q-2,%20R.%2015.pdf>

TABLEAU 9

Hypothèses utilisées pour quantifier l'impact du surcoût du GSR en 2030

Éléments de calculs	Valeurs estimées¹⁸	Source/justification
Volume de gaz naturel consommé	6 097 Mm ³	Prévisions de la consommation de gaz naturel incluant le GSR résultant du scénario de référence du MFQ et du MELCC.
Coût de fourniture du gaz naturel	4,9 \$/GJ	Prévisions du MFQ.
Coût de fourniture du GSR	23 \$/GJ à 35 \$/GJ	Prévisions du MERN.
Coût des droits d'émission du SPEDE¹⁹	42 \$/tonne à 155 \$/tonne	Les prix de 42 \$/tonne et de 155 \$/tonne correspondent respectivement aux prix minimum et plafond prévus en 2030. Cependant, un coût moyen de 97 \$ ²⁰ la tonne est utilisé dans nos calculs.
Coût du transport	1,15 \$/GJ	Coût moyen pondéré du transport pour les deux distributeurs à partir du carrefour de Dawn en Ontario (d'où provient la majorité du gaz naturel consommé au Québec). Pour le GSR produit au Québec, les utilisateurs n'auront pas à supporter les coûts de transport jusqu'à la franchise du distributeur (calculs du MERN).
Coût de la distribution	3,63 \$/GJ	Coût moyen pondéré des deux distributeurs de gaz naturel (calculs du MERN).
Coût de l'équilibrage	1,01 \$/GJ	Coût moyen pondéré des deux distributeurs de gaz naturel (calculs du MERN).
Taux d'inflation annuel	2 %	Cible actuelle de la Banque du Canada.

¹⁸ Prix estimés en dollars courant.

¹⁹ Analyse d'impact sur les émissions de GES et l'économie du Plan de mise en œuvre 2022-2027 du PEV 2030.

²⁰ Source : ministère des Finances du Québec. Il est supposé que le prix des droits d'émission du système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission atteindrait 97 \$ en 2030, de manière cohérente avec les estimations du secteur privé.

Coût d'acquisition du gaz naturel et du gaz de source renouvelable

Comme présenté au tableau 10, le GSR présente en mai 2022 un coût supplémentaire de 3,6 \$/GJ selon les conditions tarifaires actuelles pour uniquement la clientèle d'Énergir.

TABLEAU 10

Coût d'acquisition moyen actuel du gaz naturel et du GSR (Énergir), mai 2022 (en \$/GJ, en dollars)

	Fourniture	Transport	Distribution	Équilibrage	SPEDE	Total
Gaz naturel	7,8 ²¹	0,8	2,4	1,0	1,7	13,7
GSR	13,9	n.s.p	2,4	1,0	n.s.p	17,3
Surcoût	6,1	(0,8)	-	-	(1,7)	3,6

Sources : Calculs du MERN basés sur les Conditions de service et Tarif en vigueur le 1^{er} décembre 2021 (document amendé en date du 1^{er} janvier 2022); coût de distribution : Énergir, s.e.c., rapport annuel au 30 septembre 2021, R-4175-2021.

Le tableau 11 présente une projection du coût unitaire moyen d'acquisition du GSR à l'horizon 2030. Il est évalué que le GSR aurait un surcoût pouvant se situer entre 13,6 \$/GJ à 25,3 \$/GJ en 2030.

TABLEAU 11

Projection du coût unitaire moyen d'acquisition du GSR par rapport au gaz naturel en 2030 (en \$/GJ, en dollars courants)

	Fourniture	Transport	Distribution	Équilibrage	SPEDE ²²	Total
Gaz naturel	4,9	1,2	3,6	1,0	3,7	14,4
GNR	23,4 à 35,1	n.s.p	3,6	1,0	n.s.p	28,0 à 39,7
Surcoût	18,5 à 30,2	(1,2)	-	-	(3,7)	13,6 à 25,3

Source : calculs du MERN.

²¹ Rapport mensuel sur le coût détaillé du coût de service de fourniture d'Énergir en date du 1^{er} mai 2022 (consulté le 3 mai 2022) en ligne : 20220501_Prix de fourniture 2022 05 - Caviardé.pdf (regie-energie.qc.ca).

²² Le scénario de référence du PMO 2022-2027 du PEV 2030 suppose un prix moyen des droits d'émission du SPEDE de 97 \$ la tonne en 2030, lequel est cohérent avec les prévisions du secteur privé.

Il est estimé que l'injection d'un volume équivalent à 305 Mm³ de GSR, soit le volume supplémentaire qui serait nécessaire pour respecter la nouvelle exigence réglementaire à l'horizon 2030, représenterait un surcoût additionnel compris entre 157 M\$ et 292 M\$ par rapport à l'obligation réglementaire prévue d'un volume minimal de 5 % en 2030, ce qui représente entre 4,3 % et 7,5 % du coût total d'acquisition du gaz naturel pour les utilisateurs de gaz naturel.

Cependant, l'injection d'un volume de 610 Mm³ de GSR, soit le volume total pour la nouvelle exigence réglementaire en 2030 équivalent à un taux minimal de GSR de 10 %, représenterait un coût supplémentaire compris entre 314 M\$ et 584 M\$ pour un coût de fourniture de GSR situé entre 23 \$/GJ et 35 \$/GJ²³ et un coût des droits d'émission du SPEDE de 97 \$ par tonne²⁴ pour les utilisateurs de gaz naturel.

Les impacts estimés reposent sur de nombreuses hypothèses. Ils pourraient varier notamment selon l'évolution du coût des droits d'émission du SPEDE, de l'évolution du prix du GSR ainsi que celui du gaz naturel d'origine fossile. Les hypothèses sont également tributaires de l'évolution des technologies et de leur coût, de l'évolution des marchés internationaux en réponse aux efforts de lutte contre les changements climatiques au niveau mondial et de toute nouvelle mesure d'accompagnement qui pourrait être envisagée par le gouvernement d'ici 2030.

À titre illustratif, le surcoût additionnel en 2030 pourrait plutôt se situer entre 98 M\$ et 233 M\$ si le prix du gaz naturel devait se maintenir à son coût actuel, qui est de 7,76 \$/GJ²⁵, et si le coût des droits d'émission du SPEDE devait augmenter pour s'établir à son prix plafond en 2030, soit 155 \$ la tonne.

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

Des consultations bilatérales avec les parties assujetties, notamment les deux distributeurs de gaz naturel, ont eu lieu et ont permis de recueillir les informations concernant les impacts financiers.

Le MELCC et le MFQ ont été également consultés pour la préparation de la présente analyse d'impact et l'élaboration du projet de règlement.

²³ Prix exprimés en dollars courants de 2030.

²⁴ Source : ministère des Finances du Québec. Il est supposé que le prix des droits d'émissions du système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission atteindrait 97 \$ en 2030, de manière cohérente avec les estimations du secteur privé.

²⁵ Prix de fourniture du gaz naturel par Énergir au 1^{er} avril 2022. Site Internet Énergir consulté au 28 avril 2022. [Prix du gaz naturel | Prix, comparaison, évolution | Énergir \(energir.com\)](https://www.energir.com/fr/actualites/prix-comparaison-evolution).

4.7 Autres avantages, bénéfiques et inconvénients de la solution projetée

Réduction des GES

L'atteinte d'une cible de GSR de 10 % à l'horizon 2030 permettrait des réductions de GES d'environ 1,0 Mt éq. CO₂ à l'horizon 2030, représentant des réductions additionnelles de plus de 0,5 Mt éq. CO₂²⁶ par le passage d'une exigence de 5 % à 10 % en 2030²⁷.

Déploiement d'une filière innovante

De plus, cette initiative s'inscrit dans la volonté gouvernementale de créer un marché local de production de GSR et, conséquemment, de contribuer à la sécurité énergétique et à l'amélioration de la balance commerciale de la province. L'augmentation progressive des taux prévus au Règlement favorisera l'innovation pour le déploiement de filières de production d'énergie renouvelable en plus de générer des investissements substantiels.

Cette intervention réglementaire favorisera ainsi les initiatives pour le développement d'une bioéconomie au Québec et contribuera à l'atteinte de la cible du PEV 2030 visant l'augmentation de 50 % de la production de bioénergie d'ici 2030.

Au-delà de la réglementation existante qui se veut un outil structurant pour assurer le développement d'un marché au Québec, le gouvernement a mis à la disposition des entreprises des programmes pour favoriser le développement de projets de production de GSR, notamment :

- le [Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable \(PSPGNR\)](#) du MERN, mis en place afin d'appuyer le développement de projets de production et de raccordement au réseau gazier. Dans le cadre du PMO 2022-2027 du PEV 2030, le gouvernement a établi à 260 M\$ le financement du programme;
- le [Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage \(PTMOBC\)](#) du MELCC.

²⁶ Selon la projection réalisée par le MELCC et le MFQ dans le cadre du PMO 2022-2027 du PEV 2030.

²⁷ Le rehaussement des exigences de 5 % à 10 % représente le remplacement d'environ 305 Mm³ de gaz naturel d'origine fossile.

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

La mesure proposée favorisera encore plus le déploiement de la filière du GSR par la réalisation de projets.

Grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi

√ Appréciation ⁽¹⁾	Nombre d'emplois touchés
Impact favorable sur l'emploi (création nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le(s) secteur(s) touché(s))	
<input type="checkbox"/>	500 et plus
<input checked="" type="checkbox"/>	100 à 499
<input type="checkbox"/>	1 à 99
Aucun impact	
<input type="checkbox"/>	0
Impact défavorable (perte nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le(s) secteur(s) touché(s))	
<input type="checkbox"/>	1 à 99
<input type="checkbox"/>	100 à 499
<input type="checkbox"/>	500 et plus
<p>Analyse et commentaires : La mesure proposée favorisera le déploiement de la filière GSR par la réalisation de projets municipaux de biométhanisation, de projets de biométhanisation de la matière organique agricole, ainsi que de projets de conversion thermo-chimique de la biomasse forestière résiduelle.</p>	

6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)

Les deux distributeurs de gaz naturel ne sont pas des PME. Par ailleurs, bien que les modifications proposées puissent avoir des impacts sur des PME, notamment des entreprises consommant du gaz naturel ainsi que des producteurs de GSR, il n'y a pas de mesures particulières à cet effet.

7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES

Selon les hypothèses utilisées, le prix de fourniture du GSR devrait demeurer supérieur à celui du gaz naturel d'ici 2030. Les utilisateurs devront alors supporter un coût additionnel qui représenterait une hausse globale du coût d'acquisition du gaz naturel estimé entre 4,3 % et 7,5 %. Cependant, ce surcoût pourrait constituer une contrainte à la compétitivité des entreprises québécoises, particulièrement si les juridictions n'adoptent pas de réglementation semblable avec les mêmes ambitions, et cela pourrait impacter sur la compétitivité des entreprises québécoises.

Toutefois, une hausse des droits d'émission du SPEDE et du prix du gaz naturel contribuerait à réduire le surcoût d'achat du GSR et l'écart tarifaire entre les deux types de fournitures.

8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES

Actuellement, le Québec est la seule juridiction canadienne à avoir adopté une réglementation fixant un taux d'injection minimal de GSR, incluant de l'hydrogène renouvelable, dans son réseau de gaz naturel.

La Colombie-Britannique a amendé récemment un règlement²⁸ qui identifie les façons dont les producteurs et les distributeurs de gaz naturel peuvent réduire leurs émissions de GES tout en recouvrant le coût auprès de leur clientèle. Le volume maximal est passé 5 à 15 % du volume total de gaz naturel distribué à sa clientèle. Une des possibilités est d'acheter et de distribuer du GNR et de l'hydrogène vert ou fatal dans le réseau de distribution de gaz naturel.

L'Alberta vise à supporter à court terme (2021-2023) l'injection d'hydrogène à bas carbone jusqu'à un volume maximum de 15 % dans son réseau de gaz naturel et, par la suite, à développer des réseaux de distribution d'hydrogène pur²⁹.

Du côté de l'Ontario, une réglementation plus stricte exigeant des services publics qu'ils mettent en œuvre un programme volontaire avait été annoncée en novembre 2018 par le gouvernement dans le Made-in-Ontario Environment Plan (the "MOEP"), mais aucune obligation n'a été mise en place depuis³⁰.

²⁸ Greenhouse Gas Reduction Regulation (Clean Energy), B.C. Reg. 102/2012.

²⁹ Hydrogen Roadmap, en ligne : <https://open.alberta.ca/publications/alberta-hydrogen-roadmap>.

³⁰ [A Made-in-Ontario Environment Plan | ontario.ca](https://www.ontario.ca/fr/made-in-ontario-environment-plan).

Le gouvernement fédéral a prépublié, le 18 décembre 2020, dans la Partie I de la Gazette du Canada le projet de règlement sur les combustibles propres. Ce règlement devrait entrer en vigueur d'ici à la fin de l'année 2022. L'injection de GSR et de l'hydrogène qui respectent les critères de réduction d'intensité carbone permettrait de générer des crédits pour les utilisateurs assujettis au Règlement sur les combustibles propres.

9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION

Le projet de règlement est nécessaire pour réduire les émissions de GES du Québec, particulièrement dans le secteur industriel, principal utilisateur de gaz naturel. En complément, le projet de règlement permettra de diversifier le portefeuille d'énergie renouvelable du Québec pour propulser de nouvelles filières vertes prometteuses. Ces objectifs ont été énoncés clairement par le gouvernement du Québec dans le cadre de son PEV 2030.

Ce projet de règlement a fait l'objet de consultations préalables auprès des parties prenantes, notamment les distributeurs de gaz naturel et des producteurs de GSR.

10. CONCLUSION

Le projet de règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur prévoit rehausser les obligations réglementaires de livraison de GSR à l'horizon 2030, comme annoncé dans le PEV 2030 et, conséquemment, de réduire la consommation de gaz naturel fossile tout en procurant des réductions d'émissions de GES pour contribuer à l'atteinte des cibles gouvernementales. Il permettra de soutenir les investissements pour assurer le développement d'une filière innovante de valorisation du GSR produit au Québec.

Les distributeurs québécois de gaz naturel, soit Énergir et Gazifère, devront assumer des coûts administratifs additionnels récurrents estimés à 63 000 \$/a.

L'augmentation de la proportion minimale de GSR devant être injectée dans le réseau gazier en 2030, passant de 5 % à 10 %, se traduirait par un coût additionnel estimé entre 157 M\$ et 292 M\$ pour les utilisateurs de gaz naturel, soit une augmentation se situant entre 4,3 % et 7,5 % du coût total d'acquisition du gaz naturel. Cette évaluation est fortement dépendante de l'évolution du prix du gaz naturel, du coût des droits d'émission du SPEDE et de l'évolution des technologies de production du GSR à l'horizon 2030.

11. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Un comité de suivi concernant les exigences de livraison de gaz naturel renouvelable avait été créé en 2019 suivant l'édiction du Règlement. Il regroupe les distributeurs de gaz, les producteurs de GNR et des représentants des ministères concernés. Son mandat est d'assurer un suivi et une évaluation périodique de l'atteinte des exigences prévues au Règlement. Des rencontres périodiques ont lieu chaque année.

12. PERSONNE(S)-RESSOURCE(S)

Service à la clientèle
Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
5 700, 4^e Avenue Ouest, bureau A 409
Québec (Québec) G1H 6R1
Ligne sans frais : 1 866 248-6936
Télécopieur : 418 644-6513
Courriel : services.clientele@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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Sommaire exécutif	Oui	Non
	Est-ce que le sommaire exécutif comprend la définition du problème, la proposition du projet, les impacts, les exigences spécifiques ainsi que la justification de l'intervention?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Est-ce que les coûts globaux et les économies globales sont indiqués au sommaire exécutif ?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Évaluations des impacts		
6,1	Description des secteurs touchés	Oui	Non
	Est-ce que les secteurs touchés ont été décrits (le nombre d'entreprises, nombre d'employés, le chiffre d'affaires)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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 \$?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6.2.2	Coûts liés aux formalités administratives	Oui	Non
	Est-ce que les coûts liés aux formalités administratives ont été quantifiés en \$?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	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? S.o.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	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, réduction de fréquences, prestations électroniques, exemptions partielles d'une certaine catégorie d'entreprises? S.o.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	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 et de l'Innovation à l'effet que l'exemption est conforme à l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 10 de la Politique? S.o.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

6.2.3	Manques à gagner	Oui	Non
	Est-ce que les coûts associés aux manques à gagner ont été quantifiés en \$?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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 à l'AIR en \$?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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 à l'AIR en \$?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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 à l'AIR?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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, impact négligeable » dans cette section portant sur les coûts et les économies pour les entreprises ont été éliminés ?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	<p>Au préalable : <input checked="" type="checkbox"/> (cocher)</p> <p>Durant la période de publication préalable du projet de règlement à la <i>Gazette officielle du Québec</i> ou lors la présentation du projet de loi à l'Assemblée nationale <input type="checkbox"/> (cocher)</p>		
6,8	Autres avantages, bénéfiques et inconvénients de la solution projetée	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR fait état des autres avantages, bénéfiques et inconvénients de la solution projetée pour l'ensemble de la société (entreprises, citoyens, gouvernement, etc.)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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 à l'AIR?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Est-ce que l'effet anticipé sur l'emploi a été quantifié et la case correspondante à la grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi cochée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

9	Compétitivité des entreprises	Oui	Non
	Est-ce qu'une analyse comparative des règles avec des principaux partenaires commerciaux du Québec a été réalisée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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 lorsqu'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 réglementaire a été justifiée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>