M O D I F I C A T I O N S

A U T A R I F D E R É C E P T I O N

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 3

1 MODIFICATIONS AU TARIF DE RÉCEPTION 3

1.1 Traitement des coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur 4

1.1.1 Prévisibilité du tarif 5

1.1.2 Suivi des coûts 5

1.1.3 Proposition 6

1.2 méthode d'établissement des taux – Volet Distribution 7

1.2.1 Analyse des projets connus et projets potentiels 8

1.2.2 Proposition 10

2 APPLICATION DE LA D-2021-111 13

CONCLUSION 15

INTRODUCTION

Dans le présent document, Énergir, s.e.c. (Énergir) propose certaines modifications au tarif de réception et précise son interprétation et la manière dont elle compte appliquer une ordonnance rendue par la Régie de l'énergie (Régie) dans le dossier R-4166-2021[1].

1 MODIFICATIONS AU TARIF DE RÉCEPTION

En 2010, Énergir déposait une demande visant la création d'un tarif de réception de gaz naturel produit sur son territoire (R-3732-2010). Énergir souhaitait se préparer à la possible arrivée de production de gaz de schiste sur le sol québécois.

Le tarif de réception a ainsi été développé dans l'optique de tarifer les producteurs potentiels de gaz de schiste et visait à s'assurer « de récupérer les coûts des nouveaux investissements requis pour étendre le réseau gazier [d'Énergir] et de partager certains coûts actuels de distribution »[2].

Or, depuis sa création par le biais de la décision D-2011-108, seuls les producteurs de GNR sont assujettis au tarif de réception. Ces producteurs de GNR sont de taille beaucoup plus modeste et n'ont pas les ressources financières ni professionnelles des producteurs de gaz traditionnel qu'Énergir avait à l'esprit lors du développement du tarif de réception.

Le contexte de production de gaz naturel au Québec a également énormément changé depuis 2010. En effet, dans le cadre de sa politique énergétique, le gouvernement du Québec s'est donné comme objectif d'encourager la production et la consommation d'énergie renouvelable dans la province[3].

Ainsi, afin de minimiser les freins au développement de la production de GNR au Québec, Énergir propose deux modifications à son tarif de réception. Plus particulièrement, Énergir propose de revoir le traitement des coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur et la méthode d'établissement des taux – Volet Distribution.

[1] R-4166-2021, D-2021-111, paragr. 47.
[2] R-3732-2010, B-6, Gaz Métro-1, Document 1, p. 7, l. 22 à 24.
[3] Politique énergétique 2030 (gouv.qc.ca).

1.1 TRAITEMENT DES COÛTS D'INVESTISSEMENTS RÉALISÉS APRÈS LA MISE EN SERVICE DES INSTALLATIONS D'UN PRODUCTEUR

Le tarif de réception approuvé par la Régie dans sa décision D-2011-108 permet de récupérer, au cours d'une période donnée, l'ensemble des coûts occasionnés par de nouveaux investissements liés à l'arrivée de producteurs de gaz naturel. La tarification spécifique par point d'injection permet une allocation directe des coûts reliés à l'injection aux clients producteurs.

Au moment de la création de ce tarif, Énergir a défini quatre grandes catégories de coûts, soit :

1. Catégorie A
   - coûts d'investissement et d'installation de conduites de raccordement;
   - coûts d'acquisition de terrains, de servitudes, de matériaux divers, des postes de mesurage et de régulation, de la compression aux points d'interconnexion, des installations connexes telles que la vanne de contrôle de débit, du système d'odorisation ainsi que du chromatographe et des analyseurs, pour le suivi de la qualité du gaz naturel, incluant le bâtiment où se trouvent ces équipements;
2. Catégorie B
   - coûts du réseau de distribution existant;
3. Catégorie C
   - coûts de distribution non liés au réseau gazier;
4. Catégorie D
   - coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM.

Tel que prévu au moment de la création du tarif de réception, le taux – Volet Investissements est établi à partir des investissements en capital du poste et des conduites de raccordement (coût de catégorie A[4]) à chaque point de réception. La proposition originale d'Énergir dans le dossier R-3732-2010 visait à ce que le taux – Volet Investissements soit conçu de façon à récupérer un montant annuel constant qui correspondait au coût annuel moyen lié aux investissements. Dans sa décision, D-2011-108, la Régie demandait plutôt à Énergir de fixer les taux applicables à ce tarif de façon à récupérer le coût de service intégré au revenu requis à chaque année[5].

[4] R-3732-2010, B-6, Gaz Métro-1, Document 1, section 2.2.1, p. 14 et 15.
[5] R-3732-2010, D-2011-108, p. 17, paragr. 53.

Énergir mentionnait également dans sa proposition originale que si, pour un projet donné, de nouveaux investissements étaient nécessaires, un ajustement du taux au point de réception serait requis[6]. Cette approche implique un ajustement du coût de service, et donc du tarif à un point de réception, chaque fois qu'un entretien ou une mise à niveau des infrastructures est requise. Dans le cas où le producteur est propriétaire de la station d'injection[7], l'approche implique une facturation au producteur au prix coûtant.

1.1.1 Prévisibilité du tarif

L'approche d'un taux spécifique par point de réception visait à concilier l'objectif d'Énergir de limiter l'interfinancement entre les points de réception et les besoins de stabilité et la prévisibilité des producteurs[8]. Cependant, la taille des producteurs étant beaucoup plus modeste que ce qui était envisagé à l'époque, toutes choses étant égales par ailleurs, les ajustements au tarif de réception en cours de période contractuelle en raison de travaux effectués après la mise en service des installations d'un producteur peuvent avoir un effet plus significatif sur leurs coûts que ce qui était anticipé[9]. En effet, certaines installations qui peuvent devoir être changées ou mises à niveau comme le chromatographe, les équipements d'analyses, les compteurs ou le système d'odorisation ne varient pas ou peu en fonction de la taille d'un producteur et représentent donc un coût plus important chez les petits producteurs. Or, les besoins de stabilité et de prévisibilité sont d'autant plus pertinents et nécessaires dans un contexte de marché en développement, comme la production de GNR. En effet, le modèle d'affaires des producteurs de GNR requiert une prévisibilité des coûts de production futurs.

1.1.2 Suivi des coûts

Bien que les producteurs injectant dans le réseau gazier ne soient pas nombreux pour le moment et que ceux-ci n'injectent pas depuis plusieurs années, Énergir constate que cette façon de traiter les nouveaux investissements suivant la mise en service nécessite un suivi rigoureux et complexe de l'ensemble des coûts encourus en cours d'année pour

[6] R-3732-2010, B-6, Gaz Métro-1, Document 1, section 3.5, p. 39 et 40.

[7] Bien que l'actif soit transféré au producteur, Énergir continue d'assurer l'entretien de la station d'injection.

[8] R-3732-2010, B-6, Gaz Métro-1, Document 1, p. 20.

[9] L'effet serait encore plus important pour les producteurs propriétaires des stations d'injection puisque ces dépenses ne seraient pas récupérées via leur tarif de réception sur 20 ans, mais plutôt via une facture unique.

chacun des producteurs afin de les ajouter à leur tarif de réception respectif. Un tel suivi représente beaucoup de temps, alors que les montants impliqués sont minimes par rapport coût de service total en distribution. Ceci sera d'autant plus vrai dans le futur considérant les perspectives de croissance du nombre de producteurs assujettis au tarif de réception au cours des prochaines années.

Au cours des derniers mois, Énergir a amorcé une analyse afin d'assurer un suivi des coûts associés aux producteurs de GNR. Cette analyse a mis en lumière que, bien que des mesures aient été mises en place afin de suivre les coûts associés aux projets d'injection de GNR, le processus de suivi demeure difficile et s'intensifiera dans les prochaines années avec l'arrivée de plusieurs nouveaux producteurs.

1.1.3 Proposition

Le marché du GNR est en plein développement et l'injection dans le réseau d'Énergir des producteurs québécois existants n'a pas encore atteint sa pleine maturité. Dans ce contexte, les ajustements reliés aux coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations peuvent représenter un obstacle à l'atteinte de la rentabilité de certains projets, et ce, surtout lors des premières années d'opération. En raison de ces besoins de stabilité et de prévisibilité pour les producteurs ainsi que de la lourdeur administrative du suivi de ces coûts pour Énergir, il est proposé de ne pas les faire assumer aux producteurs.

La proposition d'Énergir ne toucherait que les coûts associés au remplacement ou à la mise à niveau d'appareils. Tout investissement supplémentaire, fait à la demande des producteurs afin d'augmenter leur niveau d'injection, serait intégré au tarif de réception.

Énergir demande donc à la Régie de l'autoriser à intégrer à son coût de service en distribution les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations des producteurs de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place. Les coûts encourus depuis la mise en service des projets en opération seraient ainsi socialisés plutôt qu'être récupérés via le tarif de réception – Volet Investissements des producteurs ou qu'ils leurs soient facturés au prix coûtant et il en irait de même aussi pour les projets à venir.

1.2 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET DISTRIBUTION

Afin de recouvrir les coûts de distribution non liés au réseau gazier (coûts de catégorie C[10]), Énergir établi le tarif sur la base d'un pourcentage de 4 % de l'investissement initial. Le pourcentage en question a été établi au moment de la création du tarif de réception à partir de trois scénarios avec différents volumes injectés et niveaux d'investissements requis. L'analyse de ces trois scénarios présentait des résultats oscillant de 2,8 % à 5,6 %[11].

Les scénarios étudiés dans le cadre de la demande originale d'Énergir avaient été établis à partir de projets fictifs, mais inspirés de producteurs potentiels de gaz de schiste. La production estimée de ces projets était considérablement plus importante que celle des producteurs de GNR actuels ainsi que celle anticipée pour les projets de production futurs.

Dans la décision D-2011-108, la Régie précisait qu'il s'agissait d'un tarif initial et qu'il serait possible de le réviser :

> « *De plus, la Régie note qu'il s'agit d'un tarif initial qui pourra être révisé lors des dossiers tarifaires, sur la base d'une allocation de coûts, au moment où des données réelles seront disponibles, soit environ deux ans après la mise en service des conduites de raccordement.* »[12]

Dans cette même décision, la Régie demandait également à Énergir, lorsqu'elle disposerait de suffisamment de données, de présenter, dans un dossier tarifaire, « un suivi de la justesse du taux de 4 % et une analyse de l'opportunité de passer à un tarif timbre-poste basé sur les coûts moyens »[13].

Au cours des dernières années, quelques projets d'injection ont vu le jour, permettant à Énergir de débuter son analyse sur la justesse du taux de 4 % appliqué afin de récupérer les coûts de catégorie C. Les données disponibles demeurent limitées, mais permettent tout de même de proposer certaines modifications, sans remettre en question pour l'instant la méthode complète d'allocation des coûts et d'établissement des taux.

Les modifications proposées concernent les sites de production de GNR se trouvant à une distance importante du réseau. De tels cas nécessiteront des conduites de distribution plus

[10] R-3732-2010, B-6, Gaz Métro-1, Document 1, section 2.2.3, p. 16 et 17.
[11] R-3732-2010, B-6, Gaz Métro-1, Document 1, p. 28.
[12] R-3732-2010, D-2011-108, p. 22, paragr. 78.
[13] R-3732-2010, D-2011-108, p. 23, paragr. 81.

longues, et donc des investissements plus élevés. Énergir propose une solution temporaire permettant de recouvrir les coûts engendrés par les producteurs de GNR, tout en limitant ceux alloués aux projets dont les coûts de construction de la conduite représentent une portion importante de l'investissement de façon à ne pas les pénaliser indument.

1.2.1 Analyse des projets connus et projets potentiels

Les coûts de catégorie C représentent les coûts d'opération et d'entretien. Comme la détermination précise de ces coûts ne pouvait être faite au moment de la création du tarif de réception, ils ont été établis sur la base d'un pourcentage de l'investissement. Certains de ces coûts sont directement causés par la présence de clients producteurs et d'autres sont des coûts communs liés à l'ensemble des clients.

Afin d'avoir une meilleure idée des coûts supplémentaires directement causés par la présence de clients producteurs et s'assurer que ceux-ci paient au minimum cette part de coûts, Énergir a produit une analyse sur les coûts d'entretien des conduites de raccordement des producteurs de GNR portant sur les projets connus (en service ou en construction). Pour l'instant, l'analyse en question s'est limitée à l'entretien de la conduite et n'a pas été étendue à la station d'injection. Cette analyse a permis à Énergir de faire deux constats importants. D'une part, que les coûts d'entretien représentent un pourcentage de l'investissement beaucoup moins important que 4 % et d'autre part, que certains projets à venir auront une portion beaucoup plus importante de l'investissement provenant des coûts de construction de conduites.

Tableau 1

	Projets en service			Projets en construction					Moyenne
	Projet 1	Projet 2	Projet 3	Projet 4	Projet 5	Projet 6	Projet 7	Projet 8	
Longueur du raccordement (km)	2	0,04	0,21	6,98	0,05	1,26	0,05	0,17	
Diamètre (po)	4	4	4	6	4	6	4	4	
Matériau	Acier	Acier	Acier	PE	Acier	Acier	Acier	Acier	
Classe de pression (Kpa)	1 200	2 400	700	400	2 400	2 400	1 200	2 400	
Coûts de construction de la conduite (000 $)	466	61	122	2 043	133	1 709	76	191	
Total (000 $)	**2 304**	**1 042**	**2 025**	**4 862**	**1 839**	**3 957**	**2 836**	**2 236**	
Coûts d'entretien/an ($)	4 067	166	309	7 074	284	2 681	284	483	
Coûts d'entretien / coûts de la conduite (%)	0,87%	0,27%	0,25%	0,35%	0,21%	0,16%	0,37%	0,25%	0,34%
Coûts d'entretien /investissement total (%)	0,18%	0,02%	0,02%	0,15%	0,02%	0,07%	0,01%	0,02%	0,06%

Comme le présente le tableau 1, les coûts supplémentaires d'entretien directement causés par les producteurs représentent un pourcentage des coûts de construction des conduites significativement moins élevé que 4 % pour l'ensemble des projets analysés (de 0,16 % à 0,87 % d'après le tableau 1).

Toujours en ce qui a trait aux conduites, considérant que les coûts d'entretien ne varient pas de manière aussi importante en fonction des coûts de construction que les coûts de catégorie C, toutes choses étant égales par ailleurs, plus le coût des conduites est élevé, plus le producteur assume de coûts communs.

L'analyse a également permis de constater que la portion des coûts associés à la construction de la conduite oscille de 6 % à 20 % de l'investissement total pour les projets en service, tel que présenté au tableau 2. Certains projets en construction (projets 4 à 8) présentent pour leur part une proportion plus de deux fois plus élevée que celle du projet en service ayant le taux le plus élevé. Énergir a également ajouté à l'analyse deux autres projets à venir pour lesquels elle avait des informations sur les coûts (projets 9 et 10). D'après les estimations, ces projets auront des coûts de construction de conduites qui

représenteront plus de 30 % de l'investissement prévu. Cela montre la nature très différente de certains projets.

Tableau 2

	Projets en service			Projets en construction					Autres projets	
	Projet 1	Projet 2	Projet 3	Projet 4	Projet 5	Projet 6	Projet 7	Projet 8	Projet 9	Projet 10
Coûts de construction de la conduite (000 $)	466	61	122	2 043	133	1 709	76	191	3 426	1 259
Total (000 $)	**2 304**	**1 042**	**2 025**	4 862	1 839	3 957	**2 836**	2 236	7 924	3 844
% coûts associés à la conduite	20%	6%	6%	42%	7%	43%	3%	9%	43%	33%

L'augmentation marquée de la proportion des coûts de conduites par rapport aux coûts totaux d'investissement des projets à venir comparativement à celle de ceux en service s'explique notamment par le fait que certains projets sont caractérisés à la fois par différentes longueurs de conduites, mais également par d'autres facteurs, tels que les matériaux, le diamètre et la méthode de construction. Ainsi, un producteur nécessitant une conduite particulièrement plus coûteuse que celle d'un autre producteur injectant le même volume dans le réseau se retrouverait à payer un tarif significativement plus élevé, et ce, même si les coûts d'entretien de la conduite ne varient pas significativement.

1.2.2 Proposition

Énergir soumet que certains projets potentiels soulèvent un enjeu de conception du tarif de réception et remet en question sa capacité à capter adéquatement la causalité des coûts dans le cadre de projets dont les conduites sont particulièrement onéreuses.

Énergir propose donc de limiter les coûts de conduite sur lesquels le taux de 4 % doit s'appliquer. Cette limite serait fixée à 30 % de la proportion de coûts des conduites par rapport à l'investissement total. Cette limite permet d'isoler les projets dont la portion des coûts de construction sur l'investissement total se distingue des projets en opération ou

qui se trouvent plus près du réseau. Le 4 % continuerait toutefois de s'appliquer sur l'ensemble des coûts du poste d'injection. De plus, Énergir limiterait l'ajustement afin que les coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs touchés représentent au minimum 2 % de l'investissement total. Cette balise lui permettrait de s'assurer que sa proposition demeure cohérente avec ce qui avait été présenté au moment de la création du tarif de réception. En effet, tel que mentionné précédemment, l'analyse avait permis d'obtenir des coûts de catégorie C oscillant de 2,8 % à 5,6 %. Or, malgré la borne minimale de 2,8 %, Énergir avait expliqué en réponse à une demande de renseignements de la Régie qu'il était pratique courante d'appliquer un ratio en fonction des investissements afin de calculer les coûts d'opération et d'entretien et que ce ratio variait entre 2 % et 5 %[14].

Les tableaux suivants présentent des exemples fictifs de l'ajustement proposé. Le tableau 3 présente le cas d'un projet pour lequel l'ajustement serait appliqué, mais pour qui la borne de 2 % ne serait pas nécessaire et le tableau 4 présente un cas pour lequel la borne de 2 % serait appliquée.

Tableau 3

	Conduite *($)*	Poste d'injection *($)*	Total *($)*	% de l'investissement
Coûts de construction	5 000 000 (67% du coût total)	2 500 000	7 500 000	
Coûts complets de catégorie C	200 000	100 000	300 000	4 %
Coûts ajustés du projet	2 250 000 (30% du coût total)	2 500 000	4 750 000	
Coûts ajustés de catégorie C	90 000	100 000	190 000	2,53 %

[14] R-3732-2010, B-6, Gaz-Métro-1, Document 1.9, p. 4, Q/R 9.6.

Tableau 4

	Conduite ($)	Poste d'injection ($)	Total ($)	% de l'investissement
Coûts de construction	15 000 000 (86% du coût total)	2 500 000	17 500 000	
Coûts de catégorie C complets	600 000	100 000	300 000	4 %
Coûts du projet ajusté	5 250 000 (30% du coût total)	2 500 000	7 750 000	
Coûts de catégorie C ajustés	210 000	100 000	310 000	1,77%
Coûts de catégorie C ajustés et bornés à 2%	250 000	100 000	350 000	2,00 %

Pour le cas présenté dans tableau 3, les coûts utilisés pour déterminer le taux – Volet Distribution serait de 190 000 $, soit 2,53 % de l'investissement total alors que pour le cas présenté dans le tableau 4, les coûts utilisés seraient de 350 000 $, soit 2 % de l'investissement total.

La proposition d'Énergir permettrait ainsi de s'assurer de couvrir les coûts d'entretien de la conduite, ainsi qu'une partie des coûts communs puisque le montant récupéré via le tarif représenterait 2,53 % dans le premier exemple du tableau 3 et 2 % dans le second du tableau 4, soit bien davantage que la moyenne de 0,34 % calculée dans l'analyse précédente.

La proposition d'Énergir se veut une première étape dans la révision des taux de catégorie C. Une telle modification permettra de ne pas pénaliser des projets de GNR éloignés du réseau dont les coûts de conduite seraient plus importants, en attendant que l'étude des coûts d'entretien et d'opération spécifiques aux projets d'injection de GNR soit complétée et que l'analyse de l'allocation des coûts de catégorie C soit revue.

2 APPLICATION DE LA D-2021-111

Énergir a mis en place l'ensemble des ordonnances contenues dans la décision D-2021-111 de la Régie autorisant le projet d'investissement à Saint-Pie aux fins d'injection du Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (R-4166-2021). La décision a toutefois soulevé quelques interrogations pour lesquelles Énergir présente ci-après l'interprétation qu'elle en a fait pour permettre son éventuelle opérationnalisation, bien qu'aucun cas ne se soit produit depuis la publication de la D-2021-111.

Au paragraphe 47 de cette décision, la Régie concluait qu'Énergir doit déposer une demande de création d'un compte de frais reportés (CFR) lorsqu'une subvention ou contribution est reçue plus de 12 mois avant le début des travaux pour réaliser un projet :

> « *[47] En conséquence, dans le cas de futurs projets du Distributeur bénéficiant d'une subvention ou de toutes autres contributions plus de 12 mois avant le début des travaux, ayant pour effet d'en réduire le coût pour lui, la Régie lui demande de requérir, dans les plus brefs délais, la création d'un CFR hors base et portant intérêts au taux en vigueur, afin d'y comptabiliser les montants et les intérêts découlant d'une telle avance de fonds. Les intérêts courus devront, par la suite, être comptabilisés afin de réduire les coûts du projet, au même titre que la subvention reçue.* »

Tout d'abord, Énergir tient à préciser que le paragraphe 47 sera appliqué de manière à assurer la cohérence avec les pratiques comptables et réglementaires actuelles.

Énergir comprend de la décision D-2021-111 qu'elle ajoute un critère à la création d'un CFR pour tout projet faisant l'objet d'une subvention ou toute autre contribution (ci-après collectivement nommés « **subvention(s)** ») reçue plus de 12 mois avant le début des travaux, et ce, sans égard au fait que le projet soit d'un niveau inférieur ou supérieur au seuil de 4 M$. Énergir soumet respectueusement que ce nouvel élément créé selon elle une certaine incohérence avec la pratique actuelle, puisque les projets dont les coûts sont inférieurs au seuil de 4 M$ ne requièrent pas le dépôt d'une demande d'autorisation préalable à la Régie, ni la création d'un CFR, le cas échéant.

Par ailleurs, contrairement aux sommes comptabilisées dans un CFR, les montants reçus à titre de subventions, tout comme ceux reçus à titre de dépôts de clients, ne constituent pas des montants dont dispose Énergir pour la gestion et le financement de ses opérations. En effet, dès leur réception, ces montants sont isolés et conservés dans des comptes bancaires offrant des taux d'intérêt très faibles. Ces taux sont comparables à ceux établis annuellement par l'article

8.5.1 des *Conditions de service et Tarif* (CST) sur les dépôts reçus des clients, évalués à 0,675 % pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2022.

Par conséquent, pour éviter que leur rémunération n'engendre un déficit, le taux en vigueur devant s'appliquer aux subventions doit refléter le rendement généré par ces sommes, soit le taux d'intérêt annuel établi le 1er janvier de chaque année en fonction du taux des certificats de placement garanti (CPG) non enregistrés et non rachetables d'un terme de 12 mois offert aux particuliers, tel que publié par la Banque Nationale du Canada le premier jour bancaire ouvrable de chaque année.

Dans ce contexte et basé sur les pratiques en vigueur, Énergir soumet que la création d'un CFR pour y comptabiliser les subventions reçues dans le cadre d'un projet GNR ainsi que les intérêts, n'est pas souhaitable, car celui-ci n'est pas le bon véhicule pour leurs traitements.

Cela dit, même sans la création d'un CFR, Énergir désire rassurer la Régie que les intérêts, calculés sur la période entre la date d'encaissement de la subvention et celle du début des travaux d'un projet seront, par la suite, comptabilisés en réduction des coûts du projet d'injection et du tarif de réception qui en découle et ce, au même titre que la subvention reçue.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie :

- **de l'autoriser à intégrer à son coût de service en distribution les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place, tel que proposé à la section 1.1 du présent document;**
- **d'autoriser, à compter de l'année tarifaire 2022-2023, les modifications au taux – Volet Distribution du tarif de réception, telles que proposées à la section 1.2 du présent document; et**
- **de prendre acte de l'interprétation donnée par Énergir au paragraphe 47 de la décision D-2021-111 et de la manière qu'elle compte l'appliquer, tel que présenté à la section 2 du présent document.**