

Régie de l'énergie

Énergir - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c. à compter du 1^{er} octobre 2023

R-4213-2022 – Phase 2

**Mémoire de l'Association des consommateurs industriels de gaz
(« ACIG »)**



Preuve préparée par
Anthony Vachon
avec la collaboration de Nazim Sebaa

Le 21 juillet 2023

Table des matières

1.	L'Association des consommateurs industriels de gaz	4
2.	Introduction	5
3.	Le plan d'approvisionnement et la gestion des interruptions.....	6
3.1	Mise en contexte.....	6
3.2	L'absence de preuve convaincante justifiant la proposition d'Énergir..	8
3.2.1	Analyse de la situation	8
3.3	Des modifications aux CST qui ne s'inscrivent pas dans les principes tarifaires usuels.....	12
3.4	La proposition d'Énergir concernant l'article 14.4.2.7 des CST risque de s'avérer inefficace.....	16
3.5	La proposition d'Énergir déroge à l'esprit même du tarif interruptible et passe outre à la révision de ce tarif prévue au dossier R-3867-2013	18
3.7	Conclusions et recommandations de l'ACIG	22
4.	Les variations des revenus d'équilibrage	23
4.1	Mise en contexte.....	23
4.2	Analyse.....	24
4.3	Recommandation de l'ACIG	25
5.	Le plan global en efficacité énergétique	25
5.1	Mise en contexte.....	25
5.2	Amortissement des aides financières	26
5.3	Tests économiques.....	26
5.4	Recommandations de l'ACIG	27
6.	L'utilisation du gaz naturel comme énergie d'appoint.....	27
6.1	Mise en contexte.....	27
6.2	Coûts encourus.....	28
6.3	Autres avenues à considérer	29
6.4	Recommandations de l'ACIG	30

7.	Le programme d'encouragement à la décarbonation.....	30
7.1	Mise en contexte.....	30
7.2	Analyse des hypothèses.....	31
7.3	Socialisation des unités de GSR.....	33
7.4	Marge de dépassement budgétaire	34
7.5	Recommandations de l'ACIG	34
8.	Conclusion	35

L'Association des consommateurs industriels de gaz

1 Créée en 1973, l'ACIG représente vingt-cinq des plus grands consommateurs industriels
2 de gaz au Québec et en Ontario qui exploitent des installations à forte intensité
3 énergétique qui sont exposés au commerce international.

4 Les membres de l'ACIG sont des acteurs majeurs des secteurs de l'industrie minière, des
5 métaux, de la chimie et pétrochimie, des produits forestiers et du secteur manufacturier
6 et sont des acteurs économiques importants du Québec. L'accès à **un**
7 **approvisionnement énergétique fiable et compétitif est un enjeu capital pour le**
8 **maintien de leurs activités et de leur développement.** Exposés à une concurrence
9 internationale acerbée, le coût d'approvisionnement en gaz influe grandement sur leur
10 compétitivité.

11 Au Québec, l'ACIG représente 11 consommateurs industriels qui consomment un peu
12 plus de 1,5 milliard de m³ de gaz naturel par année, soit plus de 25 % des volumes
13 distribués par Énergir.

14 Les membres de l'ACIG participent, au Québec, au système de plafonnement et
15 d'échanges de droits d'émission de gaz à effet de serre (le « **SPEDE** ») du gouvernement
16 du Québec et investissent dans l'amélioration des procédés industriels pour réduire leur
17 intensité énergétique.

2. Introduction

- 1 Dans ses décisions procédurales [D-2023-059](#) et [D-2023-074](#) et sa lettre
2 procédurale [A-0041](#), la Régie fixait notamment les sujets d'intervention et le calendrier de
3 traitement de la phase 2 du présent dossier.
- 4 Après étude et analyse de la preuve d'Énergir, l'ACIG a retenu cinq sujets sur lesquels
5 elle soumet à la Régie son analyse, ses commentaires et ses recommandations.
- 6 Les commentaires de l'ACIG porteront essentiellement sur :
- 7 1- Le plan d'approvisionnement (section 3);
 - 8 2- Les variations des revenus d'équilibrage (section 4);
 - 9 3- Le plan global en efficacité énergétique (section 5);
 - 10 4- L'utilisation du gaz naturel comme énergie d'appoint (section 6);
 - 11 5- Le programme d'encouragement à la décarbonation (section 7).
- 12

3. Le plan d'approvisionnement et la gestion des interruptions

3.1 Mise en contexte

1 Lors du dépôt du plan d'approvisionnement gazier, Énergir a fait état d'une situation
2 exceptionnelle qui se serait produite à l'hiver 2022-2023, alors que 22 clients interruptibles
3 n'auraient pas respecté l'avis d'interruption envoyé lors de la journée de pointe du 3 février
4 2023¹. Ces 22 clients interruptibles représentent un volume total de 83,7 Mm³ et une
5 demande continue en journée de pointe de 570 10³m³/jour².

6 Afin de remédier à la situation et d'assurer la sécurité d'approvisionnement, Énergir
7 soumet qu'il est nécessaire de contracter des outils pour couvrir les besoins de certains
8 clients au tarif D₅. Ainsi, Énergir propose d'ajouter l'article 14.4.2.7 aux Conditions de
9 Service et Tarif (« **CST** »)³ :

10 « **14.4.2.7 Clients réputés incapables de s'interrompre.**

11 *Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients réputés*
12 *incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire.*

13 *Tout retrait de gaz naturel effectué lors des journées où le client aurait*
14 *normalement été interrompu sera facturé au plus élevé du prix moyen du*
15 *gaz d'appoint pour éviter une interruption ou du prix de la fourniture et du*
16 *transport du distributeur.*

17 *Les modalités prévues à l'article 14.4.6 ne s'appliquent pas aux clients visés*
18 *par le présent article. »*

19 Il y a lieu de rappeler qu'un autre enjeu de sécurité d'approvisionnement avait été soulevé
20 à l'occasion du plan d'approvisionnement gazier 2022-2023.

21 En effet, lors de la cause tarifaire 2022-2023, Énergir rapportait des anticipations de
22 contraintes d'approvisionnement qui auraient pu survenir au courant de l'hiver 2022-2023
23 et qui rendraient l'accès au gaz d'appoint pour éviter une interruption (« **GAI** ») plus
24 difficile pour les clients qui ne seraient pas en mesure de s'interrompre⁴ :

25 « *En fonction d'une indisponibilité potentielle de capacités excédentaires*
26 *sur le marché vers la franchise, le risque d'une augmentation de la*
27 *consommation en retraits interdits de la part de certains clients,*
28 *spécifiquement en conservant une pénalité inférieure aux prix du marché*
29 *pour le GAI, est beaucoup plus grand pour l'hiver 2022-2023. Pour cette*

¹ Pièce [B-0217](#), p. 21.

² Pièce [B-0139](#), p. 4, Q. 3.1.

³ Pièce [B-0162](#), p. 6, l. 11 à 18.

⁴ R-4177-2021, phase 2, pièce [B-0220](#), p. 6, l. 13 à 20.

1 *raison, une augmentation de la consommation en retraits interdits de*
2 *certains clients pourrait menacer la sécurité d'approvisionnement de la*
3 *franchise ou engendrer des coûts d'approvisionnement déraisonnables*
4 *pour l'ensemble de la clientèle. »*

5 C'est à cette fin qu'Énergir avait demandé à la Régie de hausser le niveau de la pénalité
6 pour retraits interdits à 5,00 \$/m³.

7 Énergir craignait que, dans un contexte de marché marqué par des difficultés de se
8 procurer du GAI et une pénalité pour retraits interdits fixée à 50 ¢/m³, certains clients
9 interruptibles soient tentés de recourir à des retraits interdits au lieu de se procurer du
10 GAI ou de s'interrompre. Aussi, Énergir justifiait ce niveau de pénalité par le fait que la
11 Régie avait déjà accepté dans le cadre du dossier R-3867-2013, phase 2, volet 1 de
12 hausser la pénalité pour retraits interdits à 5,00 \$/m³⁵.

13 Bien que sensible à la question de la sécurité des approvisionnements, l'ACIG soumet
14 dans un premier temps qu'Énergir n'a pas soumis une preuve convaincante justifiant la
15 mesure proposée. Dans un deuxième temps, l'ACIG soumet que la modification proposée
16 cadre difficilement avec les principes applicables en matière tarifaire et crée un précédent
17 inquiétant. Aussi, la proposition d'Énergir ne répond pas adéquatement à la prétendue
18 problématique liée à l'enjeu de sécurité d'approvisionnement. Finalement, la mesure
19 proposée va à l'encontre du principe même du tarif interruptible et Énergir semble passer
20 outre la décision de la Régie dans le dossier R-3867-2013, phase 2, volet 1 où il fut décidé
21 que l'étude du tarif interruptible et de ses modalités devait se faire à la phase 4 du dossier
22 susmentionné⁶.

23 En terminant, l'ACIG est d'avis que d'autres avenues peuvent être envisagées sans pour
24 autant modifier les CST liées au tarif interruptible.

25

⁵ R-3867-2013, phase 2, volet 1, [D-2021-109](#), p. 163, par. 714.

⁶ R-3867-2013, phase 2, volet 1, [D-2021-109](#), p. 157, par. 675.

3.2 L'absence de preuve convaincante justifiant la proposition d'Énergir

3.2.1 Analyse de la situation

1
2 Dans sa preuve, Énergir décrit une situation dans laquelle 22 clients ne se sont pas
3 interrompus lors de l'hiver 2022-2023, et ce, malgré une pénalité pour retraits interdits
4 prohibitive de 5,00 \$/m³ ou 130\$/GJ.

5 Énergir soumet l'hypothèse non-démontrée factuellement que ces clients sont incapables
6 de s'interrompre.

7 Énergir mentionne ce qui suit⁷ :

8 « *Étant donné que les nouvelles modalités pour les retraits interdits sont*
9 *très dissuasives, Énergir estime que la majorité des consommations en*
10 *retraits interdits lors de cette journée de pointe était issue de clients qui ne*
11 *peuvent pas réellement s'interrompre et qui n'ont pas trouvé de gaz*
12 *d'appoint pour éviter une interruption (GAI) pour cette journée.*

13 *Comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de*
14 *ces clients du calcul de la demande continue met à risque la sécurité*
15 *d'approvisionnement. Ainsi, Énergir a inclus les clients qu'elle a estimé*
16 *incapables de s'interrompre, en se basant sur les retraits interdits effectués*
17 *lors de la journée de pointe de l'hiver 2022-2023, dans la demande du*
18 *service continu dans le scénario de base du présent plan*
19 *d'approvisionnement. Ceci permet d'assurer que leur consommation soit*
20 *couverte lors d'une journée de pointe éventuelle. »*

21 (Nos soulignés)

22 Deux raisons, selon Énergir, sous-tendent cette hypothèse :

- 23 • Les retraits interdits lors de cette seule journée de pointe;
24 • Indisponibilité du GAI causée, entre autres choses, par un marché secondaire
25 contraint vers la franchise d'Énergir.

⁷ Pièce [B-0217](#), p.21, l. 4 à 14.

1 À cet effet et en réponse à la question 1.1⁸ de la demande de renseignement (« **DDR** »)
2 n°1 de l'ACIG, Énergir confirme que les conditions d'accès au GAI ont été difficiles, et en
3 l'absence de telles contraintes, et étant donné la capacité dont Énergir dispose pour
4 interdire le GAI, ces clients auraient été dans l'incapacité de s'interrompre, mettant à mal
5 la sécurité des approvisionnements⁹ :

6 « [...]

7

8 Par ailleurs, ces clients seraient tout de même incapables de s'interrompre
9 si Énergir devait leur interdire le GAI. Ainsi, ils menaceraient tout de même
10 la sécurité d'approvisionnement, peu importe le prix ou la disponibilité du
11 gaz sur le marché. »

12 (Nos soulignés)

13 C'est donc ce constat qui amène Énergir à proposer une modification des CST pour
14 exclure des clients supposément incapables de s'interrompre.

15 L'ACIG dans le cadre de la préparation de sa présente preuve a consulté ses membres,
16 qui pour rappel se sont interrompus durant l'hiver 2022-2023, ainsi que des acteurs du
17 marché gazier.

18 Ainsi, l'ACIG a eu confirmation que le marché secondaire a bien été contraint durant l'hiver
19 2022-2023 et que le GAI a atteint un prix maximal de 135 \$/GJ, dépassant de fait la
20 pénalité pour retraits interdits d'Énergir qui est de 130 \$/GJ.

21 Sans remettre en cause la question de la sécurité des approvisionnements, l'ACIG
22 constate que la situation décrite par Énergir n'est pas accompagnée d'une analyse
23 pertinente permettant à la Régie d'apprécier convenablement la demande de modification
24 des CST.

25 (i) *Absence de preuve démontrant la récurrence d'une incapacité à*
26 *s'interrompre*

27 Comme mentionné précédemment, l'ACIG estime qu'Énergir n'apporte pas d'éléments
28 suffisants pour justifier une modification des CST qui amènerait à l'exclusion de clients du
29 service interruptible, et ce, sans en préciser les modalités d'application.

⁸ Pièce [B-0173](#), p. 3, Q. 1.1.

⁹ Pièce [B-0173](#), p. 4, Q. 1.1.1.

1 En effet, Énergir, sur la base de la constatation de retraits interdits durant l'hiver 2022-
2 2023, qui, par ailleurs, sont intervenus qu'une seule journée, le 3 février 2022, soit une
3 journée historiquement froide, et propose d'exclure des clients de ce service sans les
4 avoir rencontrés, sans démonstration valable des motifs justifiant l'absence d'interruption
5 et sans avoir pu envisager d'autres options. L'absence d'information et de recherches
6 plus approfondies est d'ailleurs flagrante comme cela est démontré dans les non-
7 réponses d'Énergir à la DDR de l'ACIG¹⁰. En effet, il est surprenant de constater
8 qu'Énergir estime qu'il n'est pas pertinent de s'attarder aux informations spécifiques aux
9 22 clients qui n'ont pas respecté l'avis d'interruption¹¹ :

10 « [...] Ainsi, Énergir juge qu'il n'est pas pertinent de s'attarder aux
11 informations spécifiques de ces 22 clients dans le cadre du dossier de la
12 Cause tarifaire 2023-2024. »

13 L'ACIG est d'avis qu'il est au contraire pertinent et nécessaire de s'attarder aux
14 informations spécifiques de ces 22 clients dans le but d'envisager une solution adaptée à
15 leur situation au lieu de proposer une solution *globale* qui affecterait de facto l'ensemble
16 des autres clients de ce service, qui pour leur part ont respecté l'avis d'interruption, et ce,
17 malgré un marché contraint et malgré une introduction tardive d'une modification des
18 pénalités pour retraits interdits.

19 De plus, l'ACIG estime qu'Énergir n'a pas apporté de données démontrant que ces clients
20 ne sont plus en mesure de s'interrompre. De l'avis de l'ACIG, il aurait été nécessaire
21 qu'Énergir fournisse les données relatives aux retraits interdits de ces 22 clients durant
22 les 5 dernières années. Ces données, disponibles auprès d'Énergir, auraient démontré
23 dans ce cas-ci si le non-respect de l'avis d'interruption de ces clients est un
24 épiphénomène ou un comportement récurrent qui aurait nécessité de ce fait la prise de
25 mesures spécifiques pour y remédier.

26 Or, actuellement cette preuve fait défaut. Énergir n'a pas fait la démonstration d'une réelle
27 incapacité des clients à s'interrompre dans le futur. La non-interruption vise une seule
28 journée durant l'hiver 2022-2023 et aucune autre preuve d'une récurrence possible de
29 cette incapacité à s'interrompre n'a été présentée ou démontrée.

30 Finalement, Énergir ne fournit pas d'analyses sur le risque de récurrence de la situation, la
31 prévision des conditions d'accès au GAI, ni sur les mouvements de volumes et de prix sur
32 le marché secondaire.

¹⁰ Pièce [B-0173](#), p. 5 et 6, Q. 1.2.1 à 1.2.6.

¹¹ Pièce [B-0173](#), p. 4, Q. 1.2.

1 (ii) *Une situation de fait accompli*

2 Toujours sans remettre en cause la question des approvisionnements, l'ACIG estime
3 toutefois qu'Énergir par cette proposition met ses clients devant une situation de fait
4 accompli.

5 Pour l'ACIG, une modification des CST ne doit pas se faire sans démonstration valable et
6 uniquement en anticipation de l'occurrence d'une situation, qui sans le bénéfice de preuve
7 probante, semble être une situation exceptionnelle qui n'est peut-être pas appelée à se
8 reproduire.

9 En réponse aux DDRs de l'ACIG, nous constatons qu'Énergir ne se base que sur les
10 retraits interdits qui se sont produits durant l'hiver 2022-2023 sans pour autant confirmer
11 que les 22 clients dont il est question risqueraient réellement de consommer du gaz en
12 retraits interdits¹² :

13 « [...] Cependant, Énergir doit vérifier, avant la révision budgétaire 0/12
14 effectuée à l'automne 2023, si ces 22 clients doivent consommer du gaz
15 naturel en journée d'interruption. Comme mentionné à la page 21 de la
16 pièce B-0054, Énergir-H, Document 3, Énergir rencontrera aussi les autres
17 clients du service interruptible. »

18 Il est difficile d'interpréter cela autrement que comme une situation de fait accompli sans
19 justification aucune ne serait-ce qu'un éventuel risque sur les approvisionnements.

20 Il est également important de noter qu'Énergir n'est pas en mesure d'évaluer les coûts
21 reliés à la transition de la demande interruptible à la demande continue, ni l'impact tarifaire
22 pour le reste de la clientèle, notamment au service de l'équilibrage¹³.

23 « 1.4 En lien avec la référence (iii), veuillez élaborer sur l'impact tarifaire de
24 cette mesure pour l'ensemble de la clientèle, notamment au niveau du
25 service de l'équilibrage.

26 **Réponse :**

27 *Il est difficile d'évaluer l'impact tarifaire pour la clientèle étant donné que le*
28 *plan d'approvisionnement repose sur un ensemble d'hypothèses et que les*
29 *revenus liés à la tarification de l'écart entre le prix moyen du GAI en journée*
30 *d'interruption et de la fourniture et du transport d'Énergir, lorsque cet écart*
31 *est supérieur à zéro, pourraient varier de façon relativement importante. »*

¹² Pièce [B-0173](#), p. 4, Q. 1.2.

¹³ Pièce [B-0173](#), p. 8, Q. 1.4.

1 Toujours relativement à la question de l'absence de justification apportée par Énergir,
2 l'ACIG note que la demanderesse occulte aussi un paramètre important lié à sa demande,
3 qui est l'impact qu'aurait le retrait inconsideré de clients interruptibles sur l'optimisation
4 des outils d'approvisionnements. De l'avis de l'ACIG, il aurait été important qu'Énergir
5 étudie l'impact sur ses outils d'approvisionnements excédentaires à la suite du retrait de
6 clients réputés dans l'impossibilité de s'interrompre. Encore une fois, cette démonstration
7 n'a pas été soumise par Énergir.

8 ***Dans cet ordre d'idées, l'ACIG estime qu'Énergir ne fournit pas d'éléments***
9 ***suffisants justifiant une modification des CST.***

3.3 Des modifications aux CST qui ne s'inscrivent pas dans les principes tarifaires usuels

10 Dans sa preuve Énergir indique en lien avec les modifications proposées ce qui suit:¹⁴

11 « Comme expliqué à page 21 de la pièce Énergir-H, Document 3, Énergir
12 propose d'appliquer un traitement particulier pour certains clients du tarif
13 D₅. Le distributeur contactera les clients qu'il considère incapables de
14 s'interrompre pour une année tarifaire donnée au plus tard le 30 septembre
15 de l'année tarifaire précédente. Les modalités d'application de l'article
16 14.4.2.7 7 seront communiquées au client à cette occasion. »

17 Il est fort surprenant que l'application d'une modalité tarifaire fasse l'objet d'une estimation
18 de la part d'un distributeur sans paramètres fixés et déterminés à l'avance suivie d'un
19 contact envers ce client pour l'aviser ensuite des modalités d'application.

20 (i) *Critères d'exclusion non-définis et impact de la modification des CST*
21 *sur les clients d'Énergir*

22 L'ACIG, en fonction de ce qui précède et sans s'opposer à d'autres solutions pour pallier
23 aux risques potentiels sur les approvisionnements, s'oppose à la modification aux CST
24 qu'Énergir propose, et ce, pour plusieurs raisons.

¹⁴ Pièce [B-0162](#), p. 6, l. 3 à 7.

1 La principale raison est liée à l'absence de définition de ce qui permettrait de considérer
2 qu'un client est désormais dans l'incapacité de s'interrompre. À cet effet, l'ACIG cite la
3 réponse d'Énergir à sa DDR¹⁵ :

4 « 1.3 En lien avec la référence (iii), veuillez préciser les critères choisis pour
5 établir qu'un client sera réputé incapable de s'interrompre.

6 Réponse : Les critères finaux ne sont pas encore déterminés et sont en
7 cours d'analyse par Énergir. »

8 Dans sa réponse, Énergir admet que les critères finaux ne sont pas déterminés. Il est
9 donc impossible de déterminer à l'avance les critères qui lui permettront d'établir qu'un
10 client interruptible sera réputé incapable de s'interrompre. En fait, Énergir n'a pas encore
11 rencontré les 22 clients interruptibles pour comprendre les raisons derrière leurs retraits
12 interdits, ni confirmé son hypothèse de travail à l'effet que ce sont des clients interruptibles
13 qui doivent consommer du GAI afin de s'interrompre. À cet effet, l'ACIG se questionne
14 sur la pertinence de se prononcer sur des modifications qui ne sont pas encore établies
15 clairement par Énergir et qui restent encore très vagues.

16 Ainsi, l'ACIG estime que la proposition de modification proposée par Énergir est
17 incomplète pis, elle donne une discrétion totale à Énergir pour déterminer quel client est
18 désormais réputé interruptible ou pas. L'ACIG est d'avis, que pour ses membres, cette
19 modification introduirait un risque intenable notamment en termes d'imprévisibilité d'une
20 année à l'autre. Il serait dommageable pour les membres de l'ACIG de se trouver dans
21 une situation où ils risqueraient, en cas de consommation ponctuelle de volumes en
22 retraits interdits qui pourrait survenir par exemple à la suite d'un bris d'équipement, d'être
23 purement et simplement éjectés de ce service. En l'absence du déploiement du service
24 d'optimisation tarifaire, l'impact pour les membres industriels de l'ACIG serait délétère
25 considérant leurs besoins de flexibilité opérationnelle.

26 De plus, l'ACIG souhaite rappeler que la Régie a déjà refusé une modification de CST
27 dans le cadre du dossier R-3867-2013 aux motifs que la proposition était incomplète et
28 qu'elle donnait l'entière discrétion à Énergir¹⁶ :

29 [720] Par ailleurs, le Distributeur soumet que l'article 13.3.4 devrait être
30 bonifié afin de préciser les conditions et modalités en lien avec le service
31 d'optimisation tarifaire. En effet, ces modalités n'ont pas encore été définies
32 et devront faire l'objet d'une preuve subséquente, à être déposée dans le
33 cadre d'un prochain dossier, à la suite de la décision de la Régie.

¹⁵ Pièce [B-0173](#), p. 8, Q. 1.3.

¹⁶ R-3867-2013, phase 2, volet 1, [D-2021-109](#), p.165 et p.166, par. 720 à 726.

1 [721] Lors de l'audience, l'ACIG s'est dite préoccupée par le fait que
2 certaines propositions d'ajouts aux Conditions de service et Tarif font en
3 sorte qu'Énergir se laisse une entière discrétion quant à l'application ou non
4 du service d'optimisation tarifaire³²². L'intervenante soumet également que :

5 « On a bien beau vous dire dans notre preuve c'est complet,
6 mais quand on dit qu'on n'a pas encore défini la durée, le
7 préavis d'entrée et de sortie, des modalités de révision du
8 Pmax et qu'on reconnaît que c'est des conditions importantes,
9 je ne pense pas qu'on puisse véritablement dire que ces
10 modalités-là sont définies. C'est des conditions, des modalités
11 essentielles pour permettre à un client de faire un choix éclairé
12 et on ne les connaît pas »³²³.

13 [722] Considérant que les conditions et les modalités pour le service
14 d'optimisation tarifaire ne sont pas définies et que la Régie partage
15 certaines préoccupations énoncées par l'ACIG, la Régie juge que l'examen
16 des modifications proposées par Énergir aux Conditions de service et Tarif
17 en lien avec la refonte du service interruptible et la création du service
18 d'optimisation tarifaire, ainsi que les propositions relatives aux Mesures
19 transitoires, est incomplet et doit se poursuivre dans le cadre de la phase 4
20 du présent dossier.

21 [723] En ce qui a trait à la modification proposée par Énergir aux articles sur
22 les préavis d'entrée et de sortie³²⁴, la Régie comprend que l'ACIG estime
23 que cette modification procure une discrétion à Énergir pour choisir les
24 clients qui pourraient lui offrir un service interruptible. Cette modification
25 concerne plus particulièrement une précision démontrant l'acceptation au
26 service interruptible ou la modification du volume maximum en service aux
27 besoins d'approvisionnement du Distributeur.

28 [724] La Régie rappelle que les options interruptibles ont pour objectif de
29 réduire les coûts des approvisionnements gaziers hivernaux. En
30 conséquence, les volumes interruptibles contractés doivent correspondre
31 aux besoins d'approvisionnement du Distributeur.

32 [725] Néanmoins, la Régie estime que dans leur formulation actuelle, les
33 articles 13.2.4.1 et 13.2.4.2 ne permettent pas de comprendre comment
34 Énergir déterminera les volumes interruptibles qu'elle contractera en
35 fonction de ses besoins d'approvisionnement. Elle rappelle que la
36 détermination d'un tarif ne peut être arbitraire et relève exclusivement de sa
37 compétence.

1 ***[726] Pour cette raison, la Régie demande à Énergir de déposer, lors***
2 ***de la phase 4 du présent dossier, une proposition définissant les***
3 ***critères qui pourraient être intégrés aux Conditions de service et Tarif,***
4 ***afin de délimiter de façon précise les modalités d'acceptation d'un***
5 ***client au service interruptible. Dans sa proposition, elle devra***
6 ***expliquer comment les critères qu'elle propose lui permettent de***
7 ***répondre à ses besoins d'approvisionnement. »***

8 (Notes de bas de page omises)

9 (Nos soulignés)

10 L'ACIG estime que nous sommes, dans le cadre de la demande d'Énergir, dans le même
11 cas de figure qui prévalait lors de l'étude du dossier R-3867-2013.

12 Toujours en lien avec le manque de détails sur les modalités d'application de la
13 modification proposée, l'ACIG souhaite commenter l'impact d'une telle modification
14 potentiel pour les industriels.

15 Tout d'abord, l'ACIG souhaite rappeler à la Régie les cas pour lesquels les industriels
16 pourraient avoir recours à des retraits interdits et pour lesquels il existe une pénalité
17 prohibitive.

18 Les clients industriels membres de l'ACIG et qui ont recours aux retraits interdits ne le
19 font pas de manière volontaire ou anticipée. Les retraits interdits ne sont pas perçus
20 comme un outil d'approvisionnement additionnel.

21 Une majorité d'industriels ont recours à des énergies d'appoint pour éviter des
22 interruptions, mais il peut arriver que ces systèmes subissent un bris en même temps que
23 l'avis d'interruption, et ce, de manière imprévue. Lorsqu'une telle situation survient, ces
24 clients se retrouvent devant le choix de consommer du gaz naturel en retraits interdits ou
25 d'interrompre leur production pour une journée, avec tous les inconvénients que cela
26 implique.

27 Ainsi, pour les clients industriels au tarif D₅, le recours aux retraits interdits quand il
28 survient est souvent dicté par des nécessités opérationnelles, et ce, en l'absence de tout
29 autre alternative.

30 Cela étant dit, l'ACIG se questionne sur l'impact d'une telle modification aux CST liées au
31 service interruptible sur le devenir d'un industriel advenant la survenue d'un bris
32 d'équipement nécessitant une consommation en retraits interdits entre quelques heures
33 ou une journée.

1 De plus, l'ACIG est extrêmement préoccupée par la position d'Énergir de considérer un
2 client qui a recours au GAI comme présumé incapable de s'interrompre. L'ACIG rappelle
3 que le GAI est utilisé par les industriels afin d'éviter des interruptions vu les difficultés
4 d'interrompre un processus industriel en cours.

5 L'ACIG rappelle que le GAI est un service courant dans toutes les franchises canadiennes
6 et que le recours à ce service dépend de plusieurs facteurs notamment les besoins de
7 flexibilité des clients industriels.

8 Considérer un client qui a recours au GAI comme un client ne disposant pas de capacité
9 d'interruptions revient à remettre en cause un service essentiel pour les clients industriels
10 et introduirait un précédent dans l'industrie gazière canadienne.

11 L'ACIG estime que la proposition de modification au CST entourant le service interruptible
12 telle que présentée par Énergir ne peut être appliquée sans conséquences
13 dommageables aux clients industriels.

3.4 La proposition d'Énergir concernant l'article 14.4.2.7 des CST risque de s'avérer inefficace

14 Un autre constat que dresse l'ACIG est que la solution qu'Énergir propose ne résoudra
15 en rien la problématique de la sécurité des approvisionnements et risquerait de se priver
16 de revenus additionnels au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

17 À cet effet, l'ACIG rappelle que **la fonction première du service interruptible est de**
18 **stabiliser le système et d'offrir des revenus additionnels au bénéfice de l'ensemble**
19 **du système**. La stabilisation du système d'approvisionnement que permet le service
20 interruptible réside dans le fait qu'Énergir ne contracte pas d'outils spécifiques pour les
21 volumes du D₅¹⁷ et que les revenus que ce service génère sont liés à la vente des
22 excédents d'outils qu'Énergir contracte et qui ne sont pas utilisés :

23 « Q. [15] Est-ce qu'il est exact que Gaz Métro ne contracte aucun transport
24 pour la clientèle interruptible, autrement dit, est-ce qu'il n'est pas exact que
25 les clients interruptibles utilisent seulement du transport qui n'est pas requis
26 pour la clientèle en service continu, lorsque c'est utilisé évidemment,
27 lorsque ce n'est pas utilisé par les clients continus?

28 [Mme JOSÉE DUHAIME :]

29 R. Oui, ils prennent les excédents de transport

¹⁷ R-3837-2013, phase 2, N.S., contre-interrogatoire du panel SCGM, 10 juin 2014, pièce [A-0160](#), p. 15 et 16.

1 Q. [16] C'est des excédents de transport. Donc il n'y a pas de contrat
2 spécial, dans le Plan d'approvisionnement, qui est destiné à la clientèle
3 interruptible?

4 [Mme JOSÉE DUHAIME :]

5 R. Il n'y a pas de contrats fermes qui sont attribués aux clients
6 interruptibles. »

7 En outre, dans sa preuve dans le dossier R-3867-2013, phase 2, l'ACIG avait démontré
8 que le D₅ permettait d'avoir un coefficient accru d'utilisation du réseau¹⁸ :

Tableau 2 - Apport du service interruptible actuel à l'optimisation de la structure d'approvisionnement d'Énergir¹⁹.

Tarif	Volume 10 ³ m ³
D1	2 757 065
D3	283 241
D4	2 859 618
Sous-total D1-D3-D4	5 899 923 (1)
D5	236 807
Total volumes consommés	6 136 730 (2)
Total volumes sous contrats	6 186 730 (3)
Coefficient d'utilisation d'Énergir	99,19% (2)/(3)
Coefficient d'utilisation excluant le D5	95,36% (1)/(3)

Source : données compilées par l'ACIG à partir du dossier tarifaire R-4119-2020

9 Ainsi, l'ACIG soumet que tout retrait inconsideré et infondé de clients du service
10 interruptible risquerait d'ajouter des contraintes additionnelles à un système
11 d'approvisionnement déjà contraint et priverait le réseau d'une flexibilité nécessaire.

12 L'ACIG entend par cette affirmation que les modifications aux CST proposées
13 donneraient à Énergir une discrétion totale pour éliminer des clients de ce service en
14 risquant de se priver d'un outil essentiel à la sécurisation de ses approvisionnements. Le
15 service interruptible offre une forme de flexibilité pour Énergir qui permet d'avoir des
16 capacités additionnelles durant les pointes d'hiver et permet aussi d'absorber des
17 excédents d'outils d'approvisionnement en cas de leur non-utilisation. De plus, les clients
18 au tarif D₅ consomme les excédents d'outils hors période de pointe ce qui génère des
19 revenus additionnels pour Énergir.

¹⁸ R-3867-2013, phase 2, volet 1, [C-ACIG-0145](#), p. 23, tableau 2.

1 Ainsi, l'ACIG estime que le tarif D₅ remplit une fonction de stabilisation du plan
2 d'approvisionnement et qu'une discrétion à la faveur d'Énergir d'exclure des clients du
3 service interruptible serait dommageable pour l'ensemble du système.

4 À cet effet, l'ACIG rappelle que la Régie a reconnu la fonction de stabilisation et de
5 réduction des coûts qu'offre le service interruptible¹⁹ :

6 « [679] À cet égard, la Régie retient de la preuve présentée par l'ACIG que
7 certains des clients industriels visés ont une pointe en dehors de la période
8 hivernale. Elle est en accord avec cette intervenante à l'effet que le tarif D₅
9 remplit deux fonctions différentes, soit la satisfaction des besoins de
10 flexibilité opérationnelle des clients industriels et la réduction des coûts de
11 la demande hivernale par le Distributeur. »

12 De ce qui précède, l'ACIG a démontré que le service interruptible est, à l'heure actuelle,
13 et en l'absence de la mise en place d'un service de flexibilité opérationnelle qui viendrait
14 compléter la nouvelle offre interruptible, un outil important pour la stabilité du service.

3.5 La proposition d'Énergir déroge à l'esprit même du tarif interruptible et passe outre à la révision de ce tarif prévue au dossier R-3867-2013

15 Énergir admet dans sa preuve que l'approche préconisée déroge au principe même du
16 tarif interruptible²⁰ :

17 « Cette solution a été jugée comme étant la plus prudente et équitable à
18 court terme, mais Énergir reconnaît qu'elle déroge à l'esprit du tarif
19 interruptible. À cet effet, Énergir a amorcé des discussions avec
20 l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) et rencontrera
21 prochainement les autres clients du service interruptible. Ces rencontres
22 ont pour objectif de proposer éventuellement à la Régie une solution
23 pérenne au problème posé par les clients au tarif de distribution D₅ estimés
24 incapables de s'interrompre. »

25 (Nos soulignés)

26 Sur l'affirmation effectuée par Énergir dans cet extrait à l'effet qu'elle a amorcé des
27 discussions avec l'ACIG afin de trouver une solution pérenne pour les clients au tarif D₅,
28 l'ACIG tient à apporter quelques précisions.

¹⁹ R-3867-2013, phase 2, volet 1, [D-2021-109](#), p. 158, par. 679.

²⁰ Pièce [B-0217](#), p. 21, l. 22 à 27.

1 L'ACIG confirme qu'une seule rencontre a eu lieu entre Énergir et l'ACIG et que cette
2 rencontre s'est tenue la veille du dépôt de la preuve d'Énergir.

3 Lors de cette rencontre, Énergir a présenté, sommairement, la situation qui a été
4 rapportée dans la preuve d'Énergir.

5 En l'absence d'une proposition formelle et de données tangibles, l'ACIG n'a pas pu
6 éclairer Énergir sur la situation, car cela aurait requis une analyse plus approfondie et un
7 échange avec les membres de l'ACIG.

8 L'ACIG tient, par ailleurs, à porter à l'attention de la Régie que les deux parties se sont
9 initialement entendues pour discuter du devenir du tarif D₅ dans le cadre du dossier R-
10 3867-2013, et cela, dans le but de trouver une solution pérenne pour les besoins de
11 flexibilité opérationnelle des industriels et de stabilité du système, comme cela a été
12 confirmé par la Régie dans sa décision D-2021-109²¹ :

13 *« [678] Elle constate également que le tarif existant de distribution D₅
14 permet non seulement au Distributeur de réduire les coûts de la demande
15 hivernale, mais qu'il est aussi utilisé par des clients industriels pour
16 répondre à leurs besoins de flexibilité opérationnelle, afin d'assurer la
17 pérennisation des activités de production (par opposition à la flexibilité
18 opérationnelle du Distributeur).*

19 *[679] À cet égard, la Régie retient de la preuve présentée par l'ACIG que*
20 *certains des clients industriels visés ont une pointe en dehors de la période*
21 *hivernale. Elle est en accord avec cette intervenante à l'effet que le tarif D₅*
22 *remplit deux fonctions différentes, soit la satisfaction des besoins de*
23 *flexibilité opérationnelle des clients industriels et la réduction des coûts de*
24 *la demande hivernale par le Distributeur.*

25 *[680] La Régie est donc d'avis que l'abolition du tarif D₅ et l'absence*
26 *d'information quant à un éventuel tarif de distribution pour combler des*
27 *besoins spécifiques de certains clients industriels constituent l'enjeu majeur*
28 *de la proposition d'Énergir.*

29 *[681] Dans ce contexte, la Régie se prononce sur la refonte du service*
30 *interruptible, en dissociant les deux fonctions présentement assumées par*
31 *le tarif existant D₅.*

32 *[682] Dans un premier temps, la Régie se prononce sur les options*
33 *interruptibles à titre d'outils d'approvisionnement pour la période hivernale,*
34 *lesquelles sont reconnues au service d'équilibrage.*

²¹ R-3867-2013, phase 2, volet 1, [D-2021-109](#), p.158, par. 678 à 683.

1 *[683] Par contre, la Régie estime que l'autre fonction assumée par le tarif*
2 *D5 requiert une vue d'ensemble, jumelant à la fois les modalités*
3 *d'application et les conditions de service afférentes à la refonte du service*
4 *interruptible et la révision de la structure tarifaire, de l'interfinancement et*
5 *de la stratégie tarifaire du service de distribution qu'il conviendra*
6 *d'examiner. **En conséquence, la Régie juge que l'examen de la fonction***
7 ***visant la satisfaction des besoins de flexibilité opérationnelle des***
8 ***clients industriels sera complété dans le cadre de la phase 4 du***
9 ***présent dossier. »***

10 (Nos soulignés)

11 À ce jour, les deux parties ne se sont pas encore rencontrées pour traiter de cette
12 question, non par manque d'intérêt des deux parties, loin s'en faut. Ce retard est le fait
13 d'un agenda réglementaire contraint pour les deux parties et que le dossier R-3867-2013,
14 phase 4 n'a pas encore débuté.

15 L'ACIG est confiante que des discussions pourront être entamées dans un avenir proche.

16 Toutefois, l'ACIG tient à souligner que la révision à la pièce du tarif interruptible va à
17 l'encontre de l'objectif initialement recherché soit la révision en profondeur de ce tarif et
18 la mise en place d'une solution pérenne pour le bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

19 Si l'ACIG souscrit au besoin d'ajustements, lorsque requis, pour sécuriser les
20 approvisionnements, elle s'inscrit toutefois en faux par rapport aux modifications à la
21 pièce qu'Énergir apporte au tarif interruptible. L'ACIG souhaite rappeler que le tarif
22 interruptible est un outil de stabilisation du système, comme l'a reconnu la Régie dans sa
23 décision D-2021-109²², et non une variable d'ajustement qu'Énergir peut modifier en
24 fonction de ses besoins du moment :

25 *« [678] Elle constate également que le tarif existant de distribution D₅*
26 *permet non seulement au Distributeur de réduire les coûts de la demande*
27 *hivernale, mais qu'il est aussi utilisé par des clients industriels pour*
28 *répondre à leurs besoins de flexibilité opérationnelle, afin d'assurer la*
29 *pérennisation des activités de production (par opposition à la flexibilité*
30 *opérationnelle du Distributeur). »*

(Nos soulignés)

²² R-3867-2013, phase 2 volet 1, [D-2021-109](#), p. 158, par. 678.

1 De plus, l'ACIG est d'avis que les modifications répétées qu'Énergir apporte au service
2 interruptible affectent le débat à venir dans le dossier générique R-3867-2013, alors que
3 l'étude de sa phase 4 sur le devenir du tarif interruptible D₅ et les modalités du service de
4 flexibilité opérationnelle qu'Énergir doit offrir aux industriels qui ne pourraient pas se
5 qualifier à la nouvelle offre interruptible, doit s'amorcer sous peu²³ :

6 « [683] Par contre, la Régie estime que l'autre fonction assumée par le tarif
7 D₅ requiert une vue d'ensemble, jumelant à la fois les modalités
8 d'application et les conditions de service afférentes à la refonte du service
9 interruptible et la révision de la structure tarifaire, de l'interfinancement et
10 de la stratégie tarifaire du service de distribution qu'il conviendra
11 d'examiner. **En conséquence, la Régie juge que l'examen de la fonction**
12 **visant la satisfaction des besoins de flexibilité opérationnelle des**
13 **clients industriels sera complété dans le cadre de la phase 4 du**
14 **présent dossier. »**

15 En outre, l'ACIG insiste sur le fait que la Régie dans sa décision D-2021-109 estimait que
16 la tarif D₅ requiert une vue d'ensemble et qu'il est de l'avis de l'ACIG que les modifications
17 répétées au tarif D₅, qui ont pour effet de le vider de sa substance, risqueraient de gêner
18 l'étude de la phase 4.

19 **C'est pour cela que l'ACIG est d'avis qu'il n'est pas souhaitable de continuer de**
20 **modifier, morceau par morceau, le tarif D₅ au risque de rendre caduques les débats**
21 **sur le tarif D₅, et ce, avant même leur entame.**

22 Étant donné qu'Énergir présente la situation actuelle comme potentiellement dangereuse
23 pour la sécurité des approvisionnements et si nous prenons comme hypothèse, sans
24 preuve, que les volumes en retraits interdits que ces 22 clients vont mettre à mal la
25 sécurité des approvisionnements pour 2023-2024, l'ACIG proposerait de procéder
26 comme suit.

27 Tout d'abord, l'ACIG n'a aucune objection à ce qu'Énergir contracte des capacités
28 supplémentaires pour couvrir les besoins de ces 22 clients.

29 L'ACIG serait plus favorable à ce qu'Énergir propose à ces 22 clients, en fonction de leurs
30 projections de consommation de gaz pour l'hiver et de leur capacité réelle à s'interrompre,
31 de les retirer tout simplement du service interruptible et les faire migrer au service continu,
32 sans modification aux CST.

²³ R-3867-2013, phase 2, volet 1, [D-2021-109](#), p. 158, par. 683.

1 L'ACIG estime que cette façon de procéder est plus cohérente qu'une modification des
2 CST qui donnerait à Énergir un pouvoir discrétionnaire sur la qualification de ce qu'est un
3 client interruptible, et ce, en l'absence de modalités claires et en l'absence d'analyse et
4 de données.

5 De plus, l'ACIG note qu'Énergir dispose d'un outil supplémentaire auquel elle pourrait
6 avoir recours qui est celui de recourir à un grand client industriel qui pourrait céder des
7 capacités à Énergir durant les périodes de pointes comme cela a été proposé et approuvé
8 dans la cadre du dossier R-4177-2021, phase 2²⁴ :

9 **« [30] En conséquence, la Régie approuve les modalités de l'entente**
10 **particulière avec un client VGE du service continu afin qu'il réduise sa**
11 **consommation en journée de fine pointe pour l'hiver 2022-2023. »**

12 L'ACIG estime que le recours à cet outil additionnel pourrait apporter plus de flexibilité et
13 sécuriser les approvisionnements pour l'hiver 2023-2024 et éviterait de modifier le service
14 interruptible, et ce, jusqu'au début de son étude en phase 4 du dossier R-3867-2013.

15 **Ainsi, l'ACIG recommande à la Régie de demander à Énergir d'explorer toute autre**
16 **solution qui n'impliquerait pas une modification des CST liées au service**
17 **interruptible.**

3.7 Conclusions et recommandations de l'ACIG

18 Au terme de son analyse, l'ACIG arrive aux conclusions suivantes :

- 19 • L'ACIG est en accord, sur le principe, avec Énergir que des solutions doivent
20 être déployées afin d'éviter tout impact sur le système d'approvisionnement.
21 Néanmoins, l'ACIG estime qu'Énergir n'apporte aucune analyse ou élément
22 pour soutenir sa demande de modification aux CST liées au service
23 interruptible.
- 24 • De plus, l'ACIG estime que le service interruptible doit faire l'objet d'une
25 étude approfondie à la faveur du dossier R-3867-2013, phase 4 et que toute
26 modification à ce service affecterait le débat à venir dans le de la phase 4 et
27 irait contre la décision D-2021-109 de la Régie.
- 28 • L'ACIG ajoute que la preuve d'Énergir manque de justification et d'analyse
29 et que la demande de modification des CST n'est en rien justifiée, pis les
30 modalités d'application entourant cette modification ne sont pas connues.
- 31 • Il existe d'autres solutions qui pourraient être déployées, sans modification
32 des CST, comme la contractualisation de capacités supplémentaires, le
33 recours à un client VGE pour qu'il puisse offrir des capacités durant les

²⁴ R-4177-2021, p. 2, [D-2022-131](#), p. 8, par. 30.

1 journées de pointe ou encore faire migrer au service continu les 22 clients
2 qui ont consommé du gaz en retraits interdits lors de l'hiver 2022-2023, à la
3 condition que soit établi les critères pour définir ce qu'est un client
4 interruptible et ce qui ne l'est pas.

5 Ce faisant, l'ACIG recommande à la Régie :

- 6 • **De rejeter la demande d'Énergir pour l'ajout de l'article 14.4.2.7;**
- 7 • **De demander à Énergir d'envisager d'autres solutions pour remédier à**
8 **son risque lié aux approvisionnements, à l'instar de ce que propose**
9 **l'ACIG.**

4. Les variations des revenus d'équilibrage

4.1 Mise en contexte

10 Énergir prévoit un ajustement tarifaire global de 7,0 M\$ au service d'équilibrage pour
11 l'année 2023-2024²⁵. Le tableau suivant représente la ventilation des ajustements
12 tarifaires par classe tarifaire²⁶ :

13 **Tableau 1 : Ajustement tarifaire au service d'équilibrage, ventilé par classe**
14 **tarifaire, 2023-2024**

Tarifs	Revenus selon D-2022-123 (000 \$)	Revenus proposés avec plafond à l'équilibrage (000 \$)	Variation (%)	Variation (000 \$)
D ₁	119 848	115 816	(3,4)	(4 032)
D ₃	2 188	4 164	90,3	1 976
D ₄	15 816	24 819	56,9	9 003
D ₅	1 430	1 430	0,0	0
Total	139 612	146 589	5,0	6 977

²⁵ Pièce [B-0131](#), p. 1, l. 45, col. 5 et 20 : 146 589 000 \$ - 139 612 000 \$ = 6 977 000 \$.

²⁶ Pièce [B-0131](#), p. 1, l. 15, 20, 27, 39 et 45, col. 5 et 20.

1 Il est à noter que l'ajustement tarifaire réel du service d'équilibrage est la différence entre
2 le calcul des revenus d'équilibrage sous l'ancienne formule avec les paramètres A et P
3 de la cause tarifaire 2023-2024 (point de départ, 139,7 M\$) et le calcul sous la nouvelle
4 formule avec les paramètres A et P de la cause tarifaire 2023-2024 (point d'arrivée,
5 146,6 M\$).

6 Donc, la différence de 7,0 M\$ représente l'impact de la mise en place de la nouvelle
7 formule d'équilibrage et la variation tarifaire réelle du service d'équilibrage pour l'année
8 2023-2024.

4.2 Analyse

9 À la question 3.3 de la DDR n°3 de l'ACIG, Énergir a fourni le tableau suivant²⁷ :

Augmentation relative des tarifs au service d'équilibrage	Total (n ^{bre} clients)	Total (% clients)
[-17,29 % ; -8 %]	49	0,02
] -8 % ; -4 %]	29 477	13,91
] -4 % ; 0 %]	178 009	84,02
] 0 % ; 4 %]	3 241	1,53
] 4 % ; 8 %]	702	0,33
] 8 % ; 12 %]	84	0,04
] 12 % ; 16 %]	198	0,09
] 16 % ; 20 %]	94	0,04
] 20 % ; 24 %]	2	0,00
] 24 % ; 27,31 %]	9	0,00
Total	211 865	100,00

10
11 Il est de l'avis de l'ACIG que l'impact combiné de la mise à jour des paramètres A et P et
12 de l'implantation de la nouvelle formule occasionne une hausse importante pour certains
13 clients au tarif d'équilibrage personnalisé. Près de 300 clients subiront une hausse
14 supérieure à 8 % de leur tarif d'équilibrage.

15 L'ACIG suggère qu'il serait opportun d'amortir la hausse des tarifs d'équilibrage afin de
16 promouvoir la stabilité tarifaire. En effet, le passage d'un hiver froid à un hiver chaud et le
17 changement de formule forment une situation exceptionnelle et ponctuelle où il serait
18 approprié de mettre en place des mesures d'atténuation.

²⁷ Pièce [B-0207](#), p. 22, Q. 3.3.

1 Ainsi, l'ACIG croit que l'amortissement de la hausse d'équilibrage pour une partie de la
2 clientèle la plus durement touchée par la hausse de tarifs permettrait de stabiliser les
3 tarifs. Les clients aux tarifs D₃ et D₄ avec un profil stable sont particulièrement touchés
4 par l'élimination du paramètre H de l'ancienne formule²⁸.

5 Cette stabilité tarifaire est particulièrement importante pour la clientèle industrielle et la
6 Régie l'a elle-même reconnu par le passé notamment dans le cadre de l'*Avis sur les*
7 *mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité*
8 *et du gaz nature*²⁹ :

9 « [128] Si la stabilité et la prévisibilité des coûts de l'énergie sont
10 importantes pour toutes les catégories de clients, elles le sont davantage
11 pour les grands consommateurs d'énergie dont les décisions
12 d'investissement reposent pour beaucoup sur la capacité à prévoir et à
13 minimiser les risques. »

14 (Nos soulignés)

15 Cette stabilité tarifaire permet une meilleure prévisibilité pour la clientèle industrielle afin
16 de faire face à la concurrence internationale et améliore leur compétitivité globale.

4.3 Recommandation de l'ACIG

17 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie :

- 18 • **D'amortir la hausse des tarifs d'équilibrage sur deux ans pour les**
19 **clients aux tarifs D₃ et D₄.**

5. Le plan global en efficacité énergétique

5.1 Mise en contexte

20 Dans le cadre du plan global en efficacité énergétique (le « **PGEÉ** ») 2024-2026, Énergir
21 prévoit un budget de 180,4 M\$ sur trois ans, soit 161,9 M\$ en aides financières et 18,5
22 M\$ en dépenses d'exploitation³⁰. Le budget annuel de 65,8 M\$ en 2025-2026 représente
23 une augmentation de budget de 50 % par rapport à celui de l'année tarifaire 2022-2023
24 (42,7 M\$).

²⁸ Pièce [B-0235](#), p. 23.

²⁹ R-3972-2016, pièce [A-0038](#), par. 128.

³⁰ Pièce [B-0219](#), p. 17, l. 15 à 17.

5.2 Amortissement des aides financières

1 Lors de la proposition de modification du traitement comptable des aides financières du
2 PGEÉ dans le dossier R-3987-2016, Énergir avait présenté une simulation tarifaire afin
3 d'illustrer la neutralité tarifaire de sa demande³¹. Les résultats démontraient trois constats
4 principaux, dont une baisse tarifaire cumulative actualisée de 10,1 M\$ après 40 ans.

5 Or, une des hypothèses du modèle était une croissance du budget des aides financières
6 du PGEÉ pour les années 4 à 40 de 1,00 %³². En ayant un point de départ de 22,9 M\$ en
7 2020, le budget s'élèverait à 33,1 M\$ en 2057. Il s'avère toutefois que le rythme de
8 croissance du budget des aides financières a été plus rapide, alors qu'Énergir prévoit un
9 budget de 59,0 M\$ en 2025-2026.

10 Cette augmentation plus importante dans les premières années de la simulation tarifaire
11 a eu pour effet d'augmenter le solde du compte de frais reportés (« **CFR** ») et par le fait
12 même, les rendements et impôts associés à ce compte.

13 Selon l'analyse préliminaire de l'ACIG, la croissance actuelle des budgets du PGEÉ n'est
14 pas soutenable dans une perspective tarifaire à long terme et devrait décroître pour
15 retourner à l'hypothèse de long terme d'Énergir de 1,00 %. Toutefois, étant donné la
16 croissance du solde du CFR dans les premières années, la neutralité tarifaire n'est plus
17 respectée sur un horizon de long terme³³.

18 Il est de l'avis de l'ACIG qu'il est important d'augmenter la transparence de l'impact
19 tarifaire des différents programmes d'Énergir.

5.3 Tests économiques

20 À la question 2.2 de la DDR n°1 de l'ACIG, Énergir a confirmé qu'elle ne tenait pas compte
21 des coûts liés au rendement et à l'impôt des CFR du PGEÉ³⁴ dans le calcul des tests
22 économiques du PGEÉ. Or, ces deux éléments sont des frais engendrés par le PGEÉ et
23 payés par l'ensemble des participants et non-participants et devraient être inclus dans le
24 calcul des tests économiques appropriés.

25 Le coût d'une mesure d'efficacité énergétique ne se limite pas à son coût direct qui inclut
26 le budget d'aides financières et les dépenses d'exploitation, mais également les frais de
27 financement sur les dix années que durent l'amortissement des aides financières.

³¹ R-3987-2016, pièce [B-0239](#), p. 13, figure 1.

³² R-3987-2016, pièce [B-0239](#), p. 12, l. 17 et 18.

³³ À l'Annexe 1 du présent mémoire, l'ACIG a actualisé la simulation tarifaire d'Énergir. La neutralité tarifaire du CFR lié au PGEÉ s'arrête en 2051.

³⁴ Pièce [B-0173](#), p. 12, Q. 2.2.

1 L'ACIG ne souhaite pas recommander une méthodologie en particulier pour l'intégration
2 de ces éléments et laisse le soin à Énergir de proposer une façon d'intégrer ces coûts
3 dans un ou des tests économiques lors de la cause tarifaire 2024-2025.

5.4 Recommandations de l'ACIG

4 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie :

- 5 • **D'ordonner à Énergir de produire une mise à jour de la simulation**
6 **tarifaire du CFR lié à l'amortissement des aides financières du PGEÉ**
7 **lors de la cause tarifaire 2024-2025, puis à chaque dépôt de budget du**
8 **PGEÉ;**
- 9 • **D'ordonner à Énergir de proposer une méthodologie afin d'inclure les**
10 **coûts de rendements et d'impôts des CFR liés au PGEÉ dans les tests**
11 **économiques appropriés lors de la cause tarifaire 2024-2025.**

6. L'utilisation du gaz naturel comme énergie d'appoint

6.1 Mise en contexte

12 À la suite de discussions auprès de clients institutionnels et industriels à propos des profils
13 de consommation non traditionnels, Énergir envisage la mise en place de deux obligations
14 annuelles minimales (« **OMA** »), c'est-à-dire une pour le service de distribution et l'autre
15 pour les services d'équilibrage et de transport. Ces OMA seraient appliquées « *aux clients*
16 *au tarif de distribution générale (D_1) dont la demande de capacité de pointe potentielle est*
17 *supérieure ou égale à 10 000 m³ et dont le CU potentiel est inférieur à 10 %* ». ³⁵

18 Par ces OMA, Énergir souhaite stabiliser les revenus de ces clients, sans nécessairement
19 tenir compte de la quantité réelle de gaz naturel consommée par ces derniers. Selon
20 Énergir, cela réduirait « *les enjeux associés à la dichotomie entre les structures de coût*
21 *et tarifaire dans le cadre de possibles profils de consommation non conventionnels* ». ³⁶

22 En préambule, l'ACIG souhaite préciser qu'elle salue l'initiative d'Énergir d'offrir une
23 flexibilité opérationnelle à certains clients. Les préoccupations de l'ACIG se situent surtout
24 au niveau de l'analyse de l'impact de la proposition sur la demande de pointe, le service
25 d'équilibrage et les coûts encourus. Il semble pertinent pour l'ACIG que ces points soient
26 analysés afin de démontrer la pertinence de l'utilisation du gaz naturel en énergie de
27 pointe pour le réseau gazier et l'ensemble de ces utilisateurs.

³⁵ Pièce [B-0227](#), p. 6, l. 12 à 14.

³⁶ Pièce [B-0207](#), p. 3, Q. 1.1.2.

6.2 Coûts encourus

1 D'après Énergir, les trois critères d'assujettissement, soit la borne de 10 % de CU, la
2 borne de la pointe à 10 000 m³ et l'adhésion au tarif D₁ permettent de cibler les clients aux
3 profils de consommation non conventionnels qui auraient un impact matériel sur les
4 coûts³⁷.

5 De plus, Énergir mentionne qu' « *il est primordial d'envoyer un signal de prix qui reflète*
6 *les coûts des profils de consommation particuliers* »³⁸.

7 Or, à la question 1.11 de la DDR n°3 de l'ACIG, Énergir fournit la justification suivante
8 quant aux coûts encourus des clients assujettis aux nouvelles OMA³⁹ :

9 « 1.11 En lien avec la référence (vii), veuillez préciser si les taux obtenus
10 par la régression linéaire permettront de couvrir l'ensemble des coûts
11 occasionnés par les clients qui adhéreront à la proposition de service
12 d'Énergir. Veuillez élaborer.

13 **Réponse :**

14 *Énergir réitère que la proposition à la pièce B-0136, Énergir-Q, Document*
15 *12 n'est pas un service.*

16 *Comme expliqué dans la section 2.2 de la pièce susmentionnée, la*
17 *méthodologie de calibration est basée sur les revenus générés et non sur*
18 *les coûts encourus.*

19 *Comme Énergir achète des outils d'approvisionnement afin de répondre à*
20 *la demande de l'ensemble de la clientèle, il est difficile d'évaluer le coût*
21 *associé à un client. Il est ainsi difficile de déterminer si les revenus générés*
22 *par l'application des OMA proposées permettraient de couvrir les coûts*
23 *occasionnés par les clients qui y seraient assujettis.*

24 *Énergir soumet cependant que le taux obtenu par chacun des régressions*
25 *linéaires représente en quelque sorte le revenu moyen par unité de pointe*
26 *consommée par les clients dans l'échantillon (en \$/m³) pour le service visé.*
27 *Ainsi, un client assujetti aux OMA avec une demande de capacité de pointe*
28 *donnée générerait un revenu pour les services visés équivalent à environ*
29 *75 % de celui généré par le client moyen de l'échantillon ayant une pointe*
30 *similaire. »*

³⁷ Pièce [B-0207](#), p. 6, Q. 1.7.

³⁸ Pièce [B-0227](#), p. 5, l. 12 et 13.

³⁹ Pièce [B-0207](#), p. 7, Q. 1.11.

1 Également, en réponse aux questions 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3 et 1.3 de la DDR n°3 de l'ACIG,
2 Énergir affirme ne pas détenir de prévisions quant aux volumes, coûts et revenus de
3 l'adhésion des futurs clients pour ces types de profils de consommation⁴⁰.

4 Il est de l'avis de l'ACIG que la méthode de calibration devrait se baser sur les coûts
5 encourus et non les revenus générés, comme c'est actuellement le cas pour l'ensemble
6 de la clientèle. Afin de réduire le risque d'interfinancement des clients aux profils non
7 conventionnels par la clientèle actuelle, il semble primordial de connaître la causalité et
8 l'allocation des coûts de ces clients.

9 Selon les informations présentement fournies par Énergir, il est présentement impossible
10 de déterminer si les OMA ont un effet de neutralité tarifaire ou s'il y a un quelconque
11 interfinancement. L'ACIG soumet qu'elle comprend qu'Énergir ait voulu mettre en place
12 un *proxy* simple et rapide, mais elle reste préoccupée d'établir des OMA sans connaître
13 véritablement le coût de service de l'utilisation du gaz naturel comme énergie d'appoint.

14 Pour l'ACIG, la demande d'Énergir est incomplète et un complément d'information devrait
15 être déposé afin de permettre à la Régie de prendre une décision éclairée et, par ailleurs,
16 afin de permettre à l'ACIG de formuler une recommandation également éclairée.

17 Dans la décision D-2023-074⁴¹, la Régie a souligné son ouverture à poursuivre l'examen
18 du PED en phase 3 si des questions importantes demeuraient sans réponse. Il est de
19 l'avis de l'ACIG que nous nous retrouvons dans une situation similaire avec la proposition
20 d'Énergir concernant l'utilisation du gaz naturel en énergie d'appoint et qu'il est
21 nécessaire de poursuivre l'examen en phase 3 afin de compléter son examen.

6.3 Autres avenues à considérer

22 Dans un contexte de flexibilité des profils de consommation non traditionnels, l'ACIG est
23 d'avis qu'il serait pertinent d'étudier la consommation de gaz naturel en énergie d'appoint
24 sans impact à la pointe hivernale, que cela soit par le biais d'une interruption en saison
25 hivernale ou d'une consommation saisonnière estivale.

26 L'ACIG soumet que ce type de profil de consommation serait bénéfique pour le restant
27 de la clientèle en offrant un meilleur équilibre dans le système tout en minimisant les coûts
28 encourus. Également, les clients qui bénéficieraient de cette flexibilité apporteraient un revenu
29 additionnel pour des capacités qui sont peu utilisées. Cette optimisation du réseau
30 d'Énergir permettra de s'assurer de sa pérennité et de sa pertinence dans un contexte de
31 décarbonation.

⁴⁰ Pièce [B-0207](#), p. 3 et 4, Q. 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3 et 1.3.

⁴¹ [D-2023-074](#), p. 21, par. 76.

1 Une consommation de gaz naturel en énergie d'appoint hors d'une pointe hivernale
2 d'Énergir permettrait de stabiliser le profil de consommation moyen de la clientèle et
3 d'améliorer le coefficient d'utilisation du réseau. De plus, ces clients ne nécessiteront que
4 très peu d'équilibrage, voir aucun, permettant ainsi à Énergir de réduire ses besoins
5 d'outils d'équilibrage.

6 Au contraire, pour un client en énergie d'appoint qui utilise le gaz naturel en pointe
7 hivernale 5 à 10 fois par année, Énergir doit contracter un contrat pour répondre à ces
8 besoins pour l'entièreté de l'année et se retrouve ainsi avec des capacités inutilisées qui
9 pourraient s'avérer importantes. Selon l'ACIG, Énergir n'a pas fait la démonstration du
10 bénéfice que retirerait l'ensemble de la clientèle pour la détention de ces capacités pour
11 quelques jours d'hiver, et ce, seulement pour quelques clients.

6.4 Recommandations de l'ACIG

12 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie :

- 13 • **D'ordonner à Énergir de déposer un complément d'information sur les**
14 **coûts encourus de sa proposition et des possibles impacts tarifaires**
15 **pour la clientèle dans le cadre de la phase 3 du présent dossier;**
- 16 • **D'ordonner à Énergir de déposer une analyse comparative de**
17 **propositions permettant la consommation de gaz naturel en énergie**
18 **d'appoint sans impact à la pointe hivernale.**

7. Le programme d'encouragement à la décarbonation

7.1 Mise en contexte

19 Énergir propose d'offrir une aide financière aux clients qui substitueraient leur
20 consommation de gaz naturel traditionnel (« **GNT** ») par du gaz de source renouvelable
21 (« **GSR** ») ou qui adhèreraient à un tarif biénergie d'un distributeur d'électricité. L'aide
22 financière sera calibrée sur les émissions de GES évitées sur une période de 12 mois et
23 sera fixée à 200 \$/tonne de GES évitée.

24 Pour la clientèle de masse, soit consommant 125 000 m³ et moins, l'aide financière aura
25 un plafond de 15 000 \$. Pour les clients consommant plus de 125 000 m³, l'aide financière
26 sera accordée à la discrétion d'Énergir.

27 Énergir prévoit un budget annuel pouvant atteindre 4,5 M\$ lors de la première année, puis
28 de 6 M\$ à 8 M\$ lorsque la programme arrivera à maturité.

7.2 Analyse des hypothèses

1 (i) Prix par tonne de GES évités

2 En ce qui concerne le prix par tonne de GES évités et à la suite des précisions fournies
3 par Énergir à la question 2.1 de la DDR n° 3 de l'ACIG, celle-ci est d'avis qu'un prix par
4 tonne de GES évité compris entre 20 \$ et 40 \$ est semblable aux programmes
5 comparables recensés par le balisage effectué par Énergir. Également, cette valorisation
6 est similaire aux derniers résultats des ventes aux enchères d'une unité d'émission dans
7 le cadre du SPEDE⁴².

8 (ii) Établissement des GES évités

9 Pour ce qui est de l'établissement des GES évités, l'ACIG comprend qu'Énergir a
10 l'intention de n'utiliser qu'un seul facteur d'émission unique, peu importe le type d'intrant
11 utilisé pour générer le GSR⁴³. L'ACIG soumet que le GSR devrait toujours être valorisé à
12 sa juste valeur et cela comprend l'utilisation d'un facteur d'émission propre à l'installation
13 produisant le GSR. L'ACIG tient à rappeler qu'Énergir sera en mesure prochainement de
14 connaître précisément l'intensité carbone des volumes de GSR transitant sur son réseau
15 par le biais du *Règlement sur les combustibles propres*⁴⁴ (le « **RCP** »).

16 Pour l'ACIG, il est contradictoire d'utiliser une intensité carbone valable au sens du RCP
17 afin de valoriser les unités de conformités (« **UC** ») d'un côté et de l'autre côté établir une
18 aide financière à partir d'un facteur émission unique pour l'ensemble des volumes GSR.
19 L'ACIG soumet même que l'utilisation de facteurs d'émission propre au GSR consommé
20 par le participant dans le cadre du PED permettrait d'augmenter la commercialisation des
21 volumes de GSR à faible intensité carbone, car les émissions évitées plus élevées
22 augmenteraient du même coup le montant de l'aide financière accordée. Cette aide plus
23 importante contribuerait à vendre une quantité plus significative de ces volumes et ainsi
24 à réduire l'impact financier généralement plus important des contrats de ces GSR.

25 L'ACIG croit qu'en utilisant les facteurs d'émissions de GSR des activités réglementaires
26 d'Énergir permet d'augmenter la crédibilité et la transparence de l'exercice.

⁴² MELCCFP, Marché du carbone, [Avis et résultats des ventes aux enchères](#), consulté le 18 juillet 2023.

⁴³ Pièce [B-0207](#), p. 14, Q. 2.4.

⁴⁴ [DORS/2022-140](#).

1 (iii) Montant maximum et autres limites financières

2 Énergir a fourni le tableau suivant concernant les mesures du programme⁴⁵ :

	Participants (nombre)	GES évités (tonnes)	GSR engagé (m ³)	Coûts (\$)	Volumes de GNT évités (m ³)
< 125 000 m ³	1 702	9 907	1 607 744	3 399 124	8 846 927
> 125 000 m ³	68	12 727	3 507 256	1 127 876	2 935 533

3
4 De plus, en analysant les modalités pour les clients consommant plus de 125 000 m³ et
5 la réponse à la question 3.1 de la DDR n°3 du ROÉÉ, il semble qu'Énergir, bien que
6 n'excluant pas directement la clientèle industrielle, n'a pas adapté le programme
7 d'encouragement à la décarbonation (« **PED** ») pour attirer cette clientèle, mais compte
8 tout de même sur leur contribution pour financer les coûts associés au PED⁴⁶.

9 L'ACIG tient à rappeler sa position à l'effet que la clientèle industrielle devrait être
10 exemptée de toute tarification supplémentaire sur le carbone. Ses membres font face à
11 des concurrents qui peuvent profiter de réglementations plus laxistes et, afin d'éviter une
12 fuite de capitaux, il est important de garder un équilibre entre la taxation carbone au
13 Québec et celle en vigueur ailleurs dans le monde.

14 De plus, l'ACIG rappelle que le gouvernement du Québec a consulté durant de
15 nombreuses années une multitude d'intervenants, dont les industriels, afin d'établir un
16 marché du carbone qui respecterait autant la capacité de décarbonation des industriels
17 et les objectifs de décarbonation sociétaux mis en place. L'équilibre qui a été trouvé a été
18 le résultat d'une négociation où l'ensemble des parties ont pu participer à son élaboration.
19 L'ACIG croit qu'il est pertinent de respecter ces engagements qui ont pris et qui couvre
20 les émissions des industriels.

21 Chacun des membres de l'ACIG a un engagement Net-Zero 2050 et des cibles de
22 réductions de carbone pour 2030. Des feuilles de route ont été élaborées sur la base de
23 leurs capacités de décarbonation et de leur capacité financière. L'ACIG croit opportun de
24 respecter les efforts mis en place par ses membres pour allouer leurs investissements
25 vers une décarbonation qui fait le plus de sens pour le secteur industriel dans lequel ils
26 évoluent.

⁴⁵ Pièce [B-0207](#), p. 16, Q. 2.8.

⁴⁶ Pièce [B-0207](#), p. 18, Q. 2.14.

1 Or, si la clientèle industrielle doit contribuer aux coûts du PED, il est de l'avis de l'ACIG
2 que cette clientèle doit avoir un accès équitable au PED et puisse en bénéficier au même
3 titre que le reste de la clientèle, tout en évitant d'impacter significativement celle-ci. Si
4 l'inclusion des industriels n'est pas possible dans le programme du PED, ils ne devraient
5 pas avoir à le financer.

6 De plus, si Énergir veut accélérer la décarbonation du réseau gazier, elle doit élargir les
7 conditions d'admission à un client qui consomme du GSR sans adhérer au service de
8 fourniture GSR d'Énergir. Il est de l'avis de l'ACIG qu'un client pourrait très bien démontrer
9 à Énergir qu'il consomme du GSR ne provenant pas du service de fourniture d'Énergir. Il
10 est également dans l'intérêt d'Énergir de suivre attentivement ce type de consommation,
11 car cela lui permettra d'atteindre plus rapidement les cibles réglementaires, étant donné
12 la consommation du GSR en franchise.

13 Dans la prochaine section, l'ACIG soumet une proposition afin de résoudre ce problème.

7.3 Socialisation des unités de GSR

14 Il est de l'avis de l'ACIG que le PED s'apparente à une socialisation partielle des unités
15 de GSR. En effet, une portion de la molécule, équivalent à environ 2,00 \$/GJ, sera payée
16 par l'ensemble de la clientèle.

17 Donc, afin de résoudre le problème de financement et de participation de la clientèle
18 industrielle, il est de l'avis de l'ACIG que le PED pourrait être financé par les revenus de
19 la vente des UC provenant du RCP sous réserve que la formation accepte le programme
20 commercial GSR d'Énergir et que la formation du dossier R-4008-2017 confirme la
21 possibilité pour Énergir de valoriser les attributs environnementaux. La valeur
22 potentiellement générée par la vente des UC, telle que prévue par Énergir et sans
23 admettre à ce stade-ci l'évaluation proposée par Énergir, suffirait amplement à couvrir
24 l'ensemble des coûts associés au PED⁴⁷. Ainsi, cela serait la création d'un cercle
25 vertueux, où la valorisation des attributs environnementaux du GSR financerait un
26 programme commercial de GSR.

27 Cette solution permettrait à la clientèle industrielle de participer au PED, tout en éliminant
28 l'impact tarifaire du programme pour l'ensemble de la clientèle. Cela permettrait
29 également d'augmenter la participation au PED et d'accélérer la décarbonation du réseau
30 gazier.

⁴⁷ R-4008-2017, pièce [B-0945](#), p. 26, tableau 6.

1 Également, il est de l'avis de l'ACIG que cette proposition ne portera pas préjudice à la
2 proposition d'Énergir quant à l'utilisation des revenus de la vente d'UC au dossier
3 R-4008-2017 dans la mesure où celle-ci était reconnue. En effet, Énergir prévoit une
4 valeur cumulative des UC d'ici 2030 comprise entre 595 M\$ et 997 M\$⁴⁸, ce qui est
5 nettement supérieur au budget prévu pour le PED. En prenant comme hypothèse un
6 budget de 4,5 M\$ en 2023-2024 et d'ensuite 8 M\$ jusqu'en 2029-2030, nous obtenons
7 un budget cumulatif pour le PED de 52,5 M\$, soit moins de 10 % de l'estimation basse
8 de la valeur cumulative (595 M\$). En ajoutant une sensibilité de 15 % aux estimations, le
9 budget cumulatif prévu jusqu'en 2030 pour le PED atteindrait 60,4 M\$, soit une utilisation
10 marginalement supérieure à 10 % des revenus obtenus via la vente d'UC.

7.4 Marge de dépassement budgétaire

11 Pour les raisons évoquées par Énergir dans le cadre du PGEÉ concernant le maintien de
12 la marge de dépassement budgétaire de 15 %⁴⁹, soit la balance d'une flexibilité budgétaire
13 pour Énergir et le devoir de surveillance de la Régie, l'ACIG est d'avis qu'il y a lieu
14 d'appliquer cette marge de dépassement budgétaire au PED. En considérant les hausses
15 futures de la cible réglementaire de GSR et l'accélération de l'implantation de l'offre
16 biénergie, il semble raisonnable qu'Énergir dépose une demande d'autorisation de
17 dépassement budgétaire à la Régie s'il est prévu que les dépenses du PED dépasse le
18 budget de plus de 15 %.

7.5 Recommandations de l'ACIG

19 Au terme de son analyse et considérant ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie :

- 20 • **De dispenser la clientèle industrielle d'une contribution financière au**
21 **PED s'il n'est pas possible de les inclure de façon équitable;**
 - 22 ○ **Subsidiairement, d'élargir les conditions d'admission au PED afin**
23 **que la clientèle industrielle puisse bénéficier équitablement de ce**
24 **programme;**
- 25 • **D'élargir les conditions d'admission au PED afin que les clients qui**
26 **consomme du GSR sans adhérer au service de fourniture GSR**
27 **d'Énergir puisse bénéficier du programme;**
- 28 • **De financer le PED à partir des revenus de la vente des unités de**
29 **conformité provenant du RCP;**
- 30 • **D'imposer une marge de dépassement budgétaire autorisé de 15 % sur**
31 **le budget total du PED.**

⁴⁸ R-4008-2017, pièce [B-0945](#), p. 26, l. 6 et 7.

⁴⁹ Pièce [B-0219](#), p. 85, l. 4 à 11.

8. Conclusion

1 L'ACIG rappelle les principales recommandations contenues dans sa présente preuve :

(i) *Le plan d'approvisionnement*

2 En ce qui a trait au plan d'approvisionnement, l'ACIG recommande à la Régie :

- 3 • **De rejeter la demande d'Énergir pour l'ajout de l'article 14.4.2.7;**
- 4 • **De demander à Énergir d'envisager d'autres solutions pour remédier à**
- 5 **son risque lié aux approvisionnements, à l'instar de ce que propose**
- 6 **l'ACIG.**

(ii) *Les variations des revenus d'équilibrage*

7 En ce qui a trait aux variations des revenus d'équilibrage, l'ACIG recommande à la Régie
8 ce qui suit :

- 9 • **D'amortir la hausse des tarifs d'équilibrage sur deux ans pour les clients**
- 10 **aux tarifs D₃ et D₄.**

(iii) *Le plan global en efficacité énergétique*

11 Au terme de l'analyse du plan global en efficacité énergétique, l'ACIG recommande à la
12 Régie ce qui suit :

- 13 • **D'ordonner à Énergir de produire une mise à jour de la simulation**
- 14 **tarifaire du compte de frais reportés lié à l'amortissement des aides**
- 15 **financières du PGEÉ lors de la cause tarifaire 2024-2025, puis à chaque**
- 16 **dépôt de budget du PGEÉ;**
- 17 • **D'ordonner à Énergir de proposer une méthodologie afin d'inclure les**
- 18 **coûts de rendements et d'impôts des CFR liés au PGEÉ dans les tests**
- 19 **économiques appropriés lors de la cause tarifaire 2024-2025.**

(iv) L'utilisation du gaz naturel comme énergie d'appoint

1 En ce qui a trait à l'utilisation du gaz naturel comme énergie d'appoint, l'ACIG
2 recommande à la Régie ce qui suit :

- 3 • **D'ordonner à Énergir de déposer un complément d'information sur les**
4 **coûts encourus de sa proposition et des possibles impacts tarifaires**
5 **pour la clientèle dans le cadre de la phase 3 du présent dossier;**
- 6 • **D'ordonner à Énergir de déposer une analyse comparative de**
7 **propositions permettant la consommation de gaz naturel en énergie**
8 **d'appoint sans impact à la pointe hivernale.**

(v) Le programme d'encouragement à la décarbonation

9 Pour ce qui du programme d'encouragement à la décarbonation, l'ACIG recommande à
10 la Régie ce qui suit :

- 11 • **De dispenser la clientèle industrielle d'une contribution financière au**
12 **PED s'il n'est pas possible de les inclure de façon équitable;**
 - 13 ○ **Subsidiairement, d'élargir les conditions d'admission au PED afin**
14 **que la clientèle industrielle puisse bénéficier équitablement de ce**
15 **programme;**
- 16 • **D'élargir les conditions d'admission au PED afin que les clients qui**
17 **consomme du GSR sans adhérer au service de fourniture GSR d'Énergir**
18 **puisse bénéficier du programme;**
- 19 • **De financer le PED à partir des revenus de la vente des unités de**
20 **conformité provenant du RCP;**
- 21 • **D'imposer une marge de dépassement budgétaire autorisé de 15 % sur le**
22 **budget total du PED.**

Le tout respectueusement soumis.

Annexe 1

Simulation tarifaire du CFR lié aux aides financières du PGEÉ

N° INTRANTS

ligne		
1	Taux de rendement - Avoir des actionnaires ordinaires	8,90%
2	Taux de Rendement - Avoir des actionnaires privilégiés	4,41%
3	Taux - Dette	2,82%
4	Répartition - Actionnaires ordinaires	38,50%
5	Répartition - Actionnaires privilégiés	7,50%
6	Répartition - Dette	54,00%
7	Coût moyen pondéré du capital prospectif	6,02%
8	Coût moyen pondéré actionnaires ordinaires et privilégiés	8,17%
9	Budget aides financières PGEE 2017-2018	18 709 131
10	Budget aides financières PGEE 2018-2019	18 349 134
11	Budget aides financières PGEE 2019-2020	18 863 638
12	Budget aides financières PGEE 2020-2021	25 207 038
13	Budget aides financières PGEE 2021-2022	32 525 345
14	Budget aides financières PGEE 2022-2023	38 071 089
15	Budget aides financières PGEE 2023-2024	49 200 000
16	Budget aides financières PGEE 2024-2025	53 800 000
17	Budget aides financières PGEE 2025-2026	59 000 000
18	Croissance du budget des aides financières PGEE (années 10 à 45)	1%
19	Bonification actuelle PGEE	0
20	Durée d'amortissement aides financières PGEE (années)	10
21	Taux impôt nominal	26,9%
22	Revenu requis en distribution - CT2023	694 774 000

23 Calculs de l'impact tarifaire (par rapport à la situation actuelle)

	2017-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
24 <u>Base tarifaire</u>	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
25 Solde au début	0	18 709 131	35 187 352	50 345 163	69 960 011	94 372 462	121 078 122	155 105 585	188 813 047	222 340 510	250 557 972
26 Additions	18 709 131	18 349 134	18 863 638	25 207 038	32 525 345	38 071 089	49 200 000	53 800 000	59 000 000	59 590 000	60 185 900
27 Amortissement	0	-1 870 913	-3 705 827	-5 592 190	-8 112 894	-11 365 429	-15 172 538	-20 092 538	-25 472 538	-31 372 538	-37 331 538
28 Solde à la fin	18 709 131	35 187 352	50 345 163	69 960 011	94 372 462	121 078 122	155 105 585	188 813 047	222 340 510	250 557 972	273 412 335
29 Moyenne 13 soldes	9 354 566	26 948 241	42 766 258	60 152 587	82 166 237	107 725 292	138 091 854	171 959 316	205 576 779	236 449 241	261 985 154
30 <u>Coût de service (revenu requis)</u>											
31 OPEX	-18 709 131	-18 349 134	-18 863 638	-25 207 038	-32 525 345	-38 071 089	-49 200 000	-53 800 000	-59 000 000	-59 590 000	-60 185 900
32 Bonification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33 Amortissement	0	1 870 913	3 705 827	5 592 190	8 112 894	11 365 429	15 172 538	20 092 538	25 472 538	31 372 538	37 331 538
34 Impôt	147 464	424 808	674 160	948 235	1 295 255	1 698 163	2 176 857	2 710 738	3 240 678	3 727 346	4 129 890
35 Rendement financier sur la base de tarification (dette et équité)	563 145	1 622 284	2 574 529	3 621 186	4 946 407	6 485 063	8 313 130	10 351 951	12 375 722	14 234 244	15 771 506
36 Revenu requis projet (contribution tarifaire)	-17 998 522	-14 431 129	-11 909 123	-15 045 427	-18 170 789	-18 522 434	-23 537 476	-20 644 774	-17 911 063	-10 255 872	-2 952 966
37 Différentiel A/A	-17 998 522	3 567 393	2 522 007	-3 136 304	-3 125 362	-351 646	-5 015 042	2 892 702	2 733 711	7 655 191	7 302 906
38 Revenu requis en Distribution (RR à la CT 2023 = 694 774 000 \$)	676 775 478	680 342 871	682 864 877	679 728 573	676 603 211	676 251 566	671 236 524	674 129 226	676 862 937	684 518 128	691 821 034
39 Impact sur tarif D	-2,55%	0,52%	0,37%	-0,46%	-0,46%	-0,05%	-0,75%	0,43%	0,40%	1,12%	1,06%
40 Indice tarifaire	97,45%	97,97%	98,34%	97,88%	97,42%	97,36%	96,62%	97,05%	97,45%	98,57%	99,62%
41 Impact cumulatif sur tarif D	-2,55%	-2,03%	-1,66%	-2,12%	-2,58%	-2,64%	-3,38%	-2,95%	-2,55%	-1,43%	-0,38%

42 Calculs en valeur actualisée (avec le taux du coût du capital prospectif)

43 Impact tarifaire actualisé	-16 976 535	-12 838 808	-9 993 471	-11 908 397	-13 565 468	-13 042 813	-15 633 107	-12 933 252	-10 583 545	-5 716 031	-1 552 361
44 Impact tarifaire actualisé cumulatif	-16 976 535	-29 815 343	-39 808 815	-51 717 212	-65 282 680	-78 325 493	-93 958 600	-106 891 851	-117 475 396	-123 191 428	-124 743 789
45 Rendement financier actualisé sur la base de tarification	531 168	1 443 282	2 160 401	2 866 155	3 692 758	4 566 541	5 521 409	6 485 147	7 312 744	7 933 346	8 291 009
46 Rendement financier actualisé cumulatif sur la base de tarification	531 168	1 974 451	4 134 852	7 001 006	10 693 765	15 260 306	20 781 715	27 266 862	34 579 605	42 512 952	50 803 961

N° INTRANTS

ligne		
1	Taux de rendement - Avoir des actionnaires ordinaires	8,90%
2	Taux de Rendement - Avoir des actionnaires privilégiés	4,41%
3	Taux - Dette	2,82%
4	Répartition - Actionnaires ordinaires	38,50%
5	Répartition - Actionnaires privilégiés	7,50%
6	Répartition - Dette	54,00%
7	Coût moyen pondéré du capital prospectif	6,02%
8	Coût moyen pondéré actionnaires ordinaires et privilégiés	8,17%
9	Budget aides financières PGEÉ 2017-2018	18 709 131
10	Budget aides financières PGEÉ 2018-2019	18 349 134
11	Budget aides financières PGEÉ 2019-2020	18 863 638
12	Budget aides financières PGEÉ 2020-2021	25 207 038
13	Budget aides financières PGEÉ 2021-2022	32 525 345
14	Budget aides financières PGEÉ 2022-2023	38 071 089
15	Budget aides financières PGEÉ 2023-2024	49 200 000
16	Budget aides financières PGEÉ 2024-2025	53 800 000
17	Budget aides financières PGEÉ 2025-2026	59 000 000
18	Croissance du budget des aides financières PGEÉ (années 10 à 45)	1%
19	Bonification actuelle PGEÉ	0
20	Durée d'amortissement aides financières PGEÉ (années)	10
21	Taux impôt nominal	26,9%
22	Revenu requis en distribution - CT2023	694 774 000

23 Calculs de l'impact tarifaire (par rapport à la situation actuelle)

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
24 <u>Base tarifaire</u>	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
25 Solde au début	273 412 335	292 720 880	308 393 439	320 426 755	329 399 912	335 988 931	340 692 020	344 565 141	348 010 792	351 490 900	355 005 809
26 Additions	60 787 759	61 395 637	62 009 593	62 629 689	63 255 986	63 888 546	64 527 431	65 172 705	65 824 432	66 482 677	67 147 504
27 Amortissement	-41 479 214	-45 723 077	-49 976 277	-53 656 532	-56 666 967	-59 185 456	-60 654 311	-61 727 054	-62 344 325	-62 967 768	-63 597 445
28 Solde à la fin	292 720 880	308 393 439	320 426 755	329 399 912	335 988 931	340 692 020	344 565 141	348 010 792	351 490 900	355 005 809	358 555 867
29 Moyenne 13 soldes	283 066 607	300 557 159	314 410 097	324 913 334	332 694 422	338 340 476	342 628 581	346 287 966	349 750 846	353 248 354	356 780 838
30 <u>Coût de service (revenu requis)</u>											
31 OPEX	-60 787 759	-61 395 637	-62 009 593	-62 629 689	-63 255 986	-63 888 546	-64 527 431	-65 172 705	-65 824 432	-66 482 677	-67 147 504
32 Bonification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33 Amortissement	41 479 214	45 723 077	49 976 277	53 656 532	56 666 967	59 185 456	60 654 311	61 727 054	62 344 325	62 967 768	63 597 445
34 Impôt	4 462 214	4 737 932	4 956 308	5 121 879	5 244 539	5 333 542	5 401 139	5 458 825	5 513 413	5 568 548	5 624 233
35 Rendement financier sur la base de tarification (dette et équité)	17 040 610	18 093 541	18 927 488	19 559 783	20 028 204	20 368 097	20 626 241	20 846 536	21 055 001	21 265 551	21 478 206
36 Revenu requis projet (contribution tarifaire)	2 194 279	7 158 914	11 850 479	15 708 505	18 683 724	20 998 550	22 154 260	22 859 709	23 088 306	23 319 189	23 552 381
37 Différentiel A/A	5 147 246	4 964 634	4 691 566	3 858 026	2 975 219	2 314 826	1 155 710	705 450	228 597	230 883	233 192
38 Revenu requis en Distribution (RR à la CT 2023 = 694 774 000 \$)	696 968 279	701 932 914	706 624 479	710 482 505	713 457 724	715 772 550	716 928 260	717 633 709	717 862 306	718 093 189	718 326 381
39 Impact sur tarif D	0,74%	0,71%	0,66%	0,54%	0,42%	0,32%	0,16%	0,10%	0,03%	0,03%	0,03%
40 Indice tarifaire	100,36%	101,07%	101,73%	102,28%	102,69%	103,02%	103,18%	103,28%	103,31%	103,34%	103,37%
41 Impact cumulatif sur tarif D	0,36%	1,07%	1,73%	2,28%	2,69%	3,02%	3,18%	3,28%	3,31%	3,34%	3,37%
42 <u>Calculs en valeur actualisée (avec le taux du coût du capital prospectif)</u>											
43 Impact tarifaire actualisé	1 088 024	3 348 156	5 227 653	6 536 088	7 332 611	7 773 144	7 735 294	7 528 397	7 171 931	6 832 343	6 508 834
44 Impact tarifaire actualisé cumulatif	-123 655 765	-120 307 609	-115 079 956	-108 543 868	-101 211 257	-93 438 114	-85 702 819	-78 174 423	-71 002 492	-64 170 149	-57 661 315
45 Rendement financier actualisé sur la base de tarification	8 449 510	8 462 178	8 349 564	8 138 550	7 860 265	7 539 766	7 201 777	6 865 398	6 540 324	6 230 643	5 935 624
46 Rendement financier actualisé cumulatif sur la base de tarification	59 253 471	67 715 649	76 065 213	84 203 762	92 064 028	99 603 794	106 805 571	113 670 968	120 211 292	126 441 935	132 377 559

N° INTRANTS

ligne		
1	Taux de rendement - Avoir des actionnaires ordinaires	8,90%
2	Taux de Rendement - Avoir des actionnaires privilégiés	4,41%
3	Taux - Dette	2,82%
4	Répartition - Actionnaires ordinaires	38,50%
5	Répartition - Actionnaires privilégiés	7,50%
6	Répartition - Dette	54,00%
7	Coût moyen pondéré du capital prospectif	6,02%
8	Coût moyen pondéré actionnaires ordinaires et privilégiés	8,17%
9	Budget aides financières PGEÉ 2017-2018	18 709 131
10	Budget aides financières PGEÉ 2018-2019	18 349 134
11	Budget aides financières PGEÉ 2019-2020	18 863 638
12	Budget aides financières PGEÉ 2020-2021	25 207 038
13	Budget aides financières PGEÉ 2021-2022	32 525 345
14	Budget aides financières PGEÉ 2022-2023	38 071 089
15	Budget aides financières PGEÉ 2023-2024	49 200 000
16	Budget aides financières PGEÉ 2024-2025	53 800 000
17	Budget aides financières PGEÉ 2025-2026	59 000 000
18	Croissance du budget des aides financières PGEÉ (années 10 à 45)	1%
19	Bonification actuelle PGEÉ	0
20	Durée d'amortissement aides financières PGEÉ (années)	10
21	Taux impôt nominal	26,9%
22	Revenu requis en distribution - CT2023	694 774 000

23 Calculs de l'impact tarifaire (par rapport à la situation actuelle)

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
24 <u>Base tarifaire</u>	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
25 Solde au début	358 555 867	362 141 426	365 762 840	369 420 468	373 114 673	376 845 820	380 614 278	384 420 421	388 264 625	392 147 271	396 068 744
26 Additions	67 818 979	68 497 168	69 182 140	69 873 961	70 572 701	71 278 428	71 991 212	72 711 124	73 438 236	74 172 618	74 914 344
27 Amortissement	-64 233 420	-64 875 754	-65 524 512	-66 179 757	-66 841 554	-67 509 970	-68 185 070	-68 866 920	-69 555 589	-70 251 145	-70 953 657
28 Solde à la fin	362 141 426	365 762 840	369 420 468	373 114 673	376 845 820	380 614 278	384 420 421	388 264 625	392 147 271	396 068 744	400 029 431
29 Moyenne 13 soldes	360 348 646	363 952 133	367 591 654	371 267 571	374 980 246	378 730 049	382 517 349	386 342 523	390 205 948	394 108 008	398 049 088
30 <u>Coût de service (revenu requis)</u>											
31 OPEX	-67 818 979	-68 497 168	-69 182 140	-69 873 961	-70 572 701	-71 278 428	-71 991 212	-72 711 124	-73 438 236	-74 172 618	-74 914 344
32 Bonification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33 Amortissement	64 233 420	64 875 754	65 524 512	66 179 757	66 841 554	67 509 970	68 185 070	68 866 920	69 555 589	70 251 145	70 953 657
34 Impôt	5 680 475	5 737 280	5 794 653	5 852 599	5 911 125	5 970 237	6 029 939	6 090 238	6 151 141	6 212 652	6 274 779
35 Rendement financier sur la base de tarification (dette et équité)	21 692 989	21 909 918	22 129 018	22 350 308	22 573 811	22 799 549	23 027 544	23 257 820	23 490 398	23 725 302	23 962 555
36 Revenu requis projet (contribution tarifaire)	23 787 905	24 025 784	24 266 042	24 508 702	24 753 790	25 001 327	25 251 341	25 503 854	25 758 893	26 016 482	26 276 646
37 Différentiel A/A	235 524	237 879	240 258	242 660	245 087	247 538	250 013	252 513	255 039	257 589	260 165
38 Revenu requis en Distribution (RR à la CT 2023 = 694 774 000 \$)	718 561 905	718 799 784	719 040 042	719 282 702	719 527 790	719 775 327	720 025 341	720 277 854	720 532 893	720 790 482	721 050 646
39 Impact sur tarif D	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
40 Indice tarifaire	103,41%	103,44%	103,47%	103,51%	103,54%	103,57%	103,61%	103,64%	103,68%	103,72%	103,75%
41 Impact cumulatif sur tarif D	3,41%	3,44%	3,47%	3,51%	3,54%	3,57%	3,61%	3,64%	3,68%	3,72%	3,75%

42 Calculs en valeur actualisée (avec le taux du coût du capital prospectif)

43 Impact tarifaire actualisé	6 200 644	5 907 046	5 627 350	5 360 898	5 107 062	4 865 245	4 634 877	4 415 418	4 206 350	4 007 181	3 817 443
44 Impact tarifaire actualisé cumulatif	-51 460 671	-45 553 624	-39 926 274	-34 565 376	-29 458 315	-24 593 070	-19 958 193	-15 542 775	-11 336 425	-7 329 244	-3 511 801
45 Rendement financier actualisé sur la base de tarification	5 654 575	5 386 834	5 131 769	4 888 782	4 657 301	4 436 780	4 226 700	4 026 568	3 835 912	3 654 283	3 481 254
46 Rendement financier actualisé cumulatif sur la base de tarification	138 032 135	143 418 968	148 550 738	153 439 520	158 096 821	162 533 601	166 760 301	170 786 868	174 622 780	178 277 063	181 758 317

N° INTRANTS

ligne	
1	Taux de rendement - Avoir des actionnaires ordinaires 8,90%
2	Taux de Rendement - Avoir des actionnaires privilégiés 4,41%
3	Taux - Dette 2,82%
4	Répartition - Actionnaires ordinaires 38,50%
5	Répartition - Actionnaires privilégiés 7,50%
6	Répartition - Dette 54,00%
7	Coût moyen pondéré du capital prospectif 6,02%
8	Coût moyen pondéré actionnaires ordinaires et privilégiés 8,17%
9	Budget aides financières PGEE 2017-2018 18 709 131
10	Budget aides financières PGEE 2018-2019 18 349 134
11	Budget aides financières PGEE 2019-2020 18 863 638
12	Budget aides financières PGEE 2020-2021 25 207 038
13	Budget aides financières PGEE 2021-2022 32 525 345
14	Budget aides financières PGEE 2022-2023 38 071 089
15	Budget aides financières PGEE 2023-2024 49 200 000
16	Budget aides financières PGEE 2024-2025 53 800 000
17	Budget aides financières PGEE 2025-2026 59 000 000
18	Croissance du budget des aides financières PGEE (années 10 à 45) 1%
19	Bonification actuelle PGEE 0
20	Durée d'amortissement aides financières PGEE (années) 10
21	Taux impôt nominal 26,9%
22	Revenu requis en distribution - CT2023 694 774 000

23 Calculs de l'impact tarifaire (par rapport à la situation actuelle)

	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	
24	Base tarifaire												
25	Solde au début	400 029 431	404 029 726	408 070 023	412 150 723	416 272 230	420 434 953	424 639 302	428 885 695	433 174 552	437 506 298	441 881 361	446 300 174
26	Additions	75 663 488	76 420 123	77 184 324	77 956 167	78 735 729	79 523 086	80 318 317	81 121 500	81 932 715	82 752 042	83 579 563	84 415 358
27	Amortissement	-71 663 193	-72 379 825	-73 103 624	-73 834 660	-74 573 006	-75 318 736	-76 071 924	-76 832 643	-77 600 970	-78 376 979	-79 160 749	-79 952 356
28	Solde à la fin	404 029 726	408 070 023	412 150 723	416 272 230	420 434 953	424 639 302	428 885 695	433 174 552	437 506 298	441 881 361	446 300 174	450 763 176
29	Moyenne 13 soldes	402 029 579	406 049 874	410 110 373	414 211 477	418 353 592	422 537 128	426 762 499	431 030 124	435 340 425	439 693 829	444 090 768	448 531 675
30	Coût de service (revenu requis)												
31	OPEX	-75 663 488	-76 420 123	-77 184 324	-77 956 167	-78 735 729	-79 523 086	-80 318 317	-81 121 500	-81 932 715	-82 752 042	-83 579 563	-84 415 358
32	Bonification	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Amortissement	71 663 193	72 379 825	73 103 624	73 834 660	74 573 006	75 318 736	76 071 924	76 832 643	77 600 970	78 376 979	79 160 749	79 952 356
34	Impôt	6 337 527	6 400 902	6 464 911	6 529 560	6 594 856	6 660 804	6 727 412	6 794 686	6 862 633	6 931 259	7 000 572	7 070 578
35	Rendement financier sur la base de tarification (dette et équité)	24 202 181	24 444 202	24 688 644	24 935 531	25 184 886	25 436 735	25 691 102	25 948 013	26 207 494	26 469 569	26 734 264	27 001 607
36	Revenu requis projet (contribution tarifaire)	26 539 413	26 804 807	27 072 855	27 343 584	27 617 019	27 893 190	28 172 122	28 453 843	28 738 381	29 025 765	29 316 023	29 609 183
37	Différentiel A/A	262 766	265 394	268 048	270 729	273 436	276 170	278 932	281 721	284 538	287 384	290 258	293 160
38	Revenu requis en Distribution (RR à la CT 2023 = 694 774 000 \$)	721 313 413	721 578 807	721 846 855	722 117 584	722 391 019	722 667 190	722 946 122	723 227 843	723 512 381	723 799 765	724 090 023	724 383 183
39	Impact sur tarif D	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
40	Indice tarifaire	103,79%	103,82%	103,86%	103,90%	103,94%	103,98%	104,01%	104,05%	104,09%	104,13%	104,17%	104,21%
41	Impact cumulatif sur tarif D	3,79%	3,82%	3,86%	3,90%	3,94%	3,98%	4,01%	4,05%	4,09%	4,13%	4,17%	4,21%

42 Calculs en valeur actualisée (avec le taux du coût du capital prospectif)

43	Impact tarifaire actualisé	3 636 689	3 464 493	3 300 451	3 144 176	2 995 301	2 853 474	2 718 364	2 589 650	2 467 032	2 350 219	2 238 937	2 132 924
44	Impact tarifaire actualisé cumulatif	124 888	3 589 381	6 889 831	10 034 007	13 029 308	15 882 782	18 601 146	21 190 796	23 657 828	26 008 046	28 246 983	30 379 908
45	Rendement financier actualisé sur la base de tarification	3 316 418	3 159 387	3 009 792	2 867 279	2 731 515	2 602 179	2 478 967	2 361 589	2 249 769	2 143 243	2 041 762	1 945 085
46	Rendement financier actualisé cumulatif sur la base de tarification	185 074 735	188 234 123	191 243 914	194 111 194	196 842 709	199 444 888	201 923 855	204 285 444	206 535 213	208 678 456	210 720 218	212 665 303