

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

2024 - 2025

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS	4
LEXIQUE	5
1 INTRODUCTION	7
2 BUDGET 2024-2025 DU PGEÉ	8
3 ÉCONOMIES D'ÉNERGIE 2024-2025 DU PGEÉ.....	10
4 INFRAROUGE	12
4.1 Modifications proposées	12
4.1.1 Travaux d'évaluation	12
4.1.2 Simulation sur la base de données historiques	13
4.2 Prévisions budgétaires et énergétiques.....	14
5 HOTTES À DÉBIT VARIABLE	17
5.1 Modifications proposées	17
5.1.1 Travaux d'évaluation	17
5.1.2 Simulation sur la base de données historiques	18
5.2 Prévisions budgétaires et énergétiques.....	19
6 REMISE AU POINT DES SYSTÈMES MÉCANIQUES	22
6.1 Modifications proposées	22
6.1.1 Travaux d'évaluation	22
6.1.2 Simulation sur la base de données historiques	23
6.2 Prévisions budgétaires et énergétiques.....	24
7 NOUVELLE CONSTRUCTION EFFICACE	27
7.1 Modifications proposées	27
7.1 Prévisions budgétaires et énergétiques.....	28

8	THERMOSTATS INTELLIGENTS	29
8.1	Contexte	29
8.2	PGEÉ 2022-2023 et 2024-2026	30
8.2.1	PGEÉ 2022-2023	30
8.2.2	PGEÉ 2024-2026	31
8.3	Stratégies de commercialisation	33
8.3.1	Installateurs	33
8.3.2	Détaillants et manufacturiers.....	35
8.3.3	Clients	36
8.4	Prochains travaux	37
9	TEST DU COÛT SOCIAL.....	38
9.1	Contexte	38
9.2	TCTR avec BNÉ	39
9.3	Portée du TCS	41
9.3.1	Coût social du carbone	42
9.3.2	Taux social d'actualisation	46
9.3.3	Proposition	48
10	TAUX DE COUVERTURE DES SURCOÛTS PAR LES AIDES FINANCIÈRES	49
11	CONCLUSION	52

ANNEXE A : FICHES DES VOLETS VISÉES PAR LES MODIFICATIONS

ANNEXE B : TCTR AVEC ET SANS BNÉ

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS

BNÉ :	Bénéfice non énergétique
BTU/h :	British Thermal Unit par heure
CII :	Commercial, Institutionnel, Industriel (excluant les clients GE)
CNEB 2015-Qc :	Code national énergétique du bâtiment 2025 modifié Québec
Énergir :	Énergir, s.e.c.
GE :	Grandes entreprises
kWh :	Kilowattheure
PCM :	Pied cube par minute
PGEÉ :	Plan global en efficacité énergétique
Régie :	Régie de l'énergie
TAP :	Test de l'administrateur public
TCS :	Test du coût social
TCTR :	Test du coût total en ressources
TNT :	Test de neutralité tarifaire
TP :	Test du participant

LEXIQUE

- 1 1. **Économies nettes :**
- 2 Économies brutes (m³) * [1 - taux d'opportunisme (%) + effet d'entraînement (%)] + effet de bénévolat (m³)
- 3 2. **Nombre de participants net :**
- 4 Nombre de participants bruts * [1 - taux d'opportunisme (%) + effet d'entraînement (%)]
- 5 3. **Nombre de bénévoles :**
- 6 Effet de bénévolat (m³) ÷ économies unitaires (m³ par participant)
- 7 4. **Aide financière totale :**
- 8 Σ (participants bruts * aide financière unitaire)
- 9 5. **TAP :**
- 10 Valeur actualisée nette (économies nettes x coûts évités sur la durée de vie des mesures)
- 11 **Moins**
- 12 Valeur actualisée nette (budget de subvention + frais d'exploitation du programme)
- 13 6. **TAP ratio :**
- 14 Valeur actualisée nette (économies nettes x coûts évités sur la durée de vie des mesures)
- 15 ÷
- 16 Valeur actualisée nette (budget de subvention + frais d'exploitation du programme)
- 17 7. **TCTR avec BNÉ :**
- 18 Valeur actualisée nette (économies nettes x coûts évités sur la durée de vie des mesures x
- 19 (1 + % BNÉ))
- 20 **Moins**
- 21 Valeur actualisée nette (coût incrémental x (nombre de participants net + nombre de bénévoles))
- 22 **Moins**
- 23 Valeur actualisée nette (frais d'exploitation du programme)

1 8. **TCTR avec BNÉ ratio :**

2 Valeur actualisée nette (économies nettes x coûts évités sur la durée de vie des mesures x
3 (1 + % BNÉ))

4 ÷

5 Valeur actualisée nette (coût incrémental x (nombre de participants net + nombre de bénévoles) +
6 frais d'exploitation du programme)

7 9. **TP :**

8 Valeur actualisée nette ([tarif marginal sur la durée de vie des mesures x économies nettes x
9 (1 + TPS/TVQ)] + budget de subvention)

10 **Moins**

11 Valeur actualisée nette (coût incrémental x (nombre de participants net + nombre de bénévoles) x
12 (1 + TPS/TVQ))

13 10. **TP ratio :**

14 Valeur actualisée nette ([tarif marginal sur la durée de vie des mesures x économies nettes x
15 (1 + TPS/TVQ)] + budget de subvention)

16 ÷

17 Valeur actualisée nette (coût incrémental x [nombre de participants net + nombre de bénévoles *
18 (1 + TPS/TVQ)])

19 11. **TNT :**

20 Valeur actualisée nette (économies nettes x coût évité sur la durée de vie des mesures)

21 **Moins**

22 Valeur actualisée nette (budget total + [tarif marginal sur la durée de vie des mesures x économies
23 nettes])

24 12. **TNT ratio :**

25 Valeur actualisée nette (économies nettes x coût évité sur la durée de vie des mesures)

26 ÷

27 Valeur actualisée nette (budget total + [tarif marginal sur la durée de vie des mesures x économies
28 nettes])

1 INTRODUCTION

1 Dans sa décision D-2019-028¹, la Régie statuait sur le processus réglementaire à suivre pour les
2 ajustements budgétaires à la marge du PGEÉ 2019-2023 d'Énergir. En 2019, dans sa décision
3 D-2019-088², la Régie confirmait que les ajustements à la marge aux programmes d'économies
4 d'énergie des distributeurs gaziers et d'électricité seraient examinés lors des dossiers tarifaires
5 de ces derniers.

6 Dans sa décision D-2023-127³, la Régie approuvait les budgets du PGEÉ pour une période de
7 trois ans, soit pour les années 2023-2024, 2024-2025 et 2025-2026. En conformité avec les
8 décisions D-2019-028 et D-2019-088, Énergir présente les ajustements à la marge pour
9 l'année 2024-2025 au PGEÉ 2024-2026 dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025.

10 Plus spécifiquement, le présent document a pour objectif de présenter :

- 11 • le budget global du PGEÉ d'Énergir pour l'année 2024-2025 aux fins de l'établissement
12 du revenu requis et les additions à la base de tarification dans le présent dossier
13 (section 2);
- 14 • les économies d'énergie du PGEÉ pour l'année 2024-2025 (section 3);
- 15 • les ajustements proposés aux modalités d'aide financière des volets *Infrarouge*, *Hotte à*
16 *débit variable* et *Remise au point des systèmes mécaniques* et aux modalités
17 d'admissibilité du volet *Nouvelle construction efficace* (sections 4, 5, 6 et 7);
- 18 • le suivi de la décision D-2023-102⁴ concernant les volets *Thermostats intelligents –*
19 *résidentiel* et *Thermostats intelligents – petits clients Affaires* (section 8);
- 20 • le suivi de la décision D-2023-127⁵ relative au TCS (section 9);
- 21 • un portrait du taux de couverture des surcoûts par les aides financières offertes pour
22 chacune des initiatives existantes du PGEÉ (section 10).

¹ D-2019-028, paragr. 75, 77 et 78.

² D-2019-088, paragr. 346 et 347.

³ D-2023-127, paragr. 230.

⁴ D-2023-102, paragr. 146.

⁵ D-2023-127, paragr. 317.

1 Le document est complété à la section 11 par la conclusion.

2 BUDGET 2024-2025 DU PGEÉ

2 En conformité avec la décision D-2019-028⁶, Énergir présente au tableau 1 les informations
3 suivantes pour l'année 2024-2025 :

- 4 i) les budgets par poste budgétaire des programmes et volets du PGEÉ autorisés par la
5 Régie dans sa décision D-2023-127⁷;
- 6 ii) les ajustements proposés à ces budgets au présent dossier; et
- 7 iii) le budget global du PGEÉ, soit la somme des budgets i) et ii).

8 Énergir demande à la Régie d'approuver un budget global du PGEÉ de 60,2 M\$, incluant 54,0 M\$
9 en aides financières et 6,2 M\$ en dépenses d'exploitation. La demande d'Énergir constitue une
10 augmentation à la marge des aides financières de 0,2 M\$ du budget 2024-2025 de 53,8 M\$ déjà
11 approuvé par la Régie dans sa décision D-2023-127. Soulignons que 90 % du budget global en
12 2024-2025 serait retourné aux clients sous forme d'aides financières directes, soit un
13 pourcentage similaire à celui observé dans les années antérieures.

14 Comme illustré dans le tableau 1, l'ajustement budgétaire à la marge proposé de 0,2 M\$ pour
15 l'année 2024-2025 résulte principalement des modifications aux modalités des aides financières
16 du volet *Hotte à débit variable*. Il est à noter qu'aucun ajustement budgétaire ne vise les dépenses
17 d'exploitation en 2024-2025.

⁶ D-2019-028, paragr. 77.

⁷ D-2023-127, paragr. 224 et 230.

Tableau 1
Budget 2024-2025 du PGEÉ

Programme/volet	Budget autorisé R-4213-2022 2024-2025 (A)			Ajustements proposés 2024-2025 (B)			Budget global du PGEÉ 2024-2025 (= A + B)		
	Aides financières (\$)	Dépenses d'exploitation (\$)	Total (\$)	Aides financières (\$)	Dépenses d'exploitation (\$)	Total (\$)	Aides financières (\$)	Dépenses d'exploitation (\$)	Total (\$)
Appareils efficaces - résidentiel	306 250	180 640	486 890	0	0	0	306 250	180 640	486 890
Thermostats intelligents	250 000	114 876	364 876	0	0	0	250 000	114 876	364 876
Combo à condensation - haute efficacité (projet pilote)	56 250	65 764	122 014	0	0	0	56 250	65 764	122 014
Soutien MFR	661 100	226 653	887 753	0	0	0	661 100	226 653	887 753
Supplément ménages à faible revenu - résidentiel	1 100	111 576	112 676	0	0	0	1 100	111 576	112 676
Supplément ménages à faible revenu - CII	660 000	115 076	775 076	0	0	0	660 000	115 076	775 076
Appareils efficaces - affaires	4 157 949	537 217	4 695 165	169 685	0	169 685	4 327 633	537 217	4 864 850
Chaudières à efficacité intermédiaire	149 162	81 351	230 513	0	0	0	149 162	81 351	230 513
Thermostats intelligents - petits clients Affaires (projet pilote)	20 000	81 351	101 351	0	0	0	20 000	81 351	101 351
Chaudières à condensation	3 442 565	81 351	3 523 916	0	0	0	3 442 565	81 351	3 523 916
Infrarouge	175 142	81 351	256 493	56 492	0	56 492	231 635	81 351	312 985
Hottes à débit variable	176 858	130 463	307 321	113 193	0	113 193	290 050	130 463	420 513
Aerothermes à condensation	194 221	81 351	275 572	0	0	0	194 221	81 351	275 572
Construction et rénovation efficaces (Sous-total)	4 737 223	738 987	5 476 210	0	0	0	4 737 223	738 987	5 476 210
Rénovation	650 850	228 687	879 537	0	0	0	650 850	228 687	879 537
Nouvelle construction efficace	4 086 373	510 300	4 596 673	0	0	0	4 086 373	510 300	4 596 673
Diagnostics et mise en œuvre efficaces	41 304 202	2 952 026	44 256 228	8 384	0	8 384	41 312 586	2 952 026	44 264 611
Étude et implantation	37 209 651	1 645 452	38 855 103	0	0	0	37 209 651	1 645 452	38 855 103
Remise au point des systèmes mécaniques	422 165	379 687	801 852	8 384	0	8 384	430 548	379 687	810 235
SGE Industriel (projet pilote)	393 268	371 288	764 556	0	0	0	393 268	371 288	764 556
Entretien des purgeurs de vapeur (projet pilote)	2 099 500	277 800	2 377 300	0	0	0	2 099 500	277 800	2 377 300
Optimisation des chaufferies (projet pilote)	1 179 618	277 800	1 457 418	0	0	0	1 179 618	277 800	1 457 418
Énergie renouvelable	1 438 028	436 988	1 875 016	0	0	0	1 438 028	436 988	1 875 016
Pré-Chauffage solaire - air pour le chauffage de l'espace	1 078 521	223 591	1 302 112	0	0	0	1 078 521	223 591	1 302 112
Pré-Chauffage solaire - procédés et eau (projet pilote)	359 507	213 397	572 904	0	0	0	359 507	213 397	572 904
Innovation efficace	1 190 000	228 687	1 418 687	0	0	0	1 190 000	228 687	1 418 687
Innovation	1 190 000	228 687	1 418 687	0	0	0	1 190 000	228 687	1 418 687
Sensibilisation	0	915 492	915 492	0	0	0	0	915 492	915 492
TOTAL	53 794 752	6 216 690	60 011 442	178 068	0	178 068	53 972 820	6 216 690	60 189 510

3 ÉCONOMIES D'ÉNERGIE 2024-2025 DU PGEÉ

1 À l'instar du tableau précédent illustrant les budgets pour l'année 2024-2025, Énergir présente
2 au tableau 2 les informations suivantes pour cette même année :

- 3 i) les économies d'énergie nettes des programmes et volets du PGEÉ liées aux budgets
4 autorisés par la Régie dans sa décision D-2023-127⁸;
- 5 ii) les économies d'énergie nettes associées aux ajustements budgétaires proposés au
6 présent dossier; et
- 7 iii) les économies d'énergie nettes totales, soit la somme des économies d'énergie i) et ii).

8 Dans le cadre du dossier R-4213-2022, Énergir anticipait des économies d'énergie nettes du
9 PGEÉ totalisant 55,6 Mm³ pour l'année 2024-2025⁹. L'impact des ajustements budgétaires à la
10 marge du présent dossier viendrait augmenter cette cible de 0,1 Mm³, amenant ainsi les
11 économies nettes du PGEÉ en 2024-2025 à 55,7 Mm³.

12 Les ajustements proposés au présent dossier ne correspondent qu'à un écart de 0,3 % des
13 budgets et de 0,2 % des économies nettes comparativement au dossier R-4213-2022.

⁸ D-2023-127, paragr. 224 et 230.

⁹ R-4213-2022 Phase 2, B-0219, Énergir-J, Document 2, p. 17.

Tableau 2
Économies nettes 2024-2025 du PGEE (m³)

Programme/volet	R-4213-2022 (A)	Impact ajustements proposés (B)	Total (= A + B)
Appareils efficaces - résidentiel	126 882	0	126 882
Thermostats intelligents	109 398	0	109 398
Combo à condensation - haute efficacité (projet pilote)	17 484	0	17 484
Soutien MFR	S.O.	S.O.	S.O.
Supplément ménages à faible revenu - résidentiel	S.O.	S.O.	S.O.
Supplément ménages à faible revenu - CII	S.O.	S.O.	S.O.
Appareils efficaces - affaires	2 838 864	74 400	2 913 265
Chaudières à efficacité intermédiaire	104 875	0	104 875
Thermostats intelligents - petits clients Affaires (projet pilote)	34 794	0	34 794
Chaudières à condensation	2 125 560	0	2 125 560
Infrarouge	312 544	3 761	316 305
Hottes à débit variable	138 974	70 639	209 613
Aérothermes à condensation	122 118	0	122 118
Construction et rénovation efficaces	4 643 748	0	4 643 748
Rénovation	2 966 794	0	2 966 794
Nouvelle construction efficace	1 676 953	0	1 676 953
Diagnostics et mise en œuvre efficaces	47 257 146	26 731	47 283 877
Étude et implantation	43 053 394	0	43 053 394
Remise au point des systèmes mécaniques	639 318	26 731	666 050
SGE industriel (prjjet pilote)	458 557	0	458 557
Entretien des purgeurs de vapeur (projet pilote)	1 476 851	0	1 476 851
Optimisation des chaufferies (projet pilote)	1 629 025	0	1 629 025
Énergie renouvelable	575 211	0	575 211
Pré-Chauffage solaire - air pour le chauffage de l'espace	460 169	0	460 169
Pré-Chauffage solaire - procédés et eau (projet pilote)	115 042	0	115 042
Innovation efficace	120 000	0	120 000
Innovation	120 000	0	120 000
Sensibilisation	S.O.	S.O.	S.O.
TOTAL	55 561 851	101 132	55 662 983

4 INFRAROUGE

4.1 MODIFICATIONS PROPOSÉES

4.1.1 Travaux d'évaluation

1 En décembre 2023, Énergir déposait à la Régie le rapport d'évaluation du volet *Infrarouge*¹⁰ du
2 programme *Appareils efficaces – Affaires*. Ce rapport portait sur l'évaluation du processus, du
3 marché et de l'impact énergétique du volet.

4 Rappelons que l'appui financier actuel varie en fonction de la puissance de l'appareil, soit :

- 5 • Appareil infrarouge de moins de 100 000 Btu/h : 200 \$ par appareil;
- 6 • Appareil infrarouge de 100 000 Btu/h et plus : 500 \$ par appareil.

7 Dans son rapport, l'Évaluateur mentionnait, dans sa recommandation 1, de considérer
8 augmenter le montant d'aide financière offerte¹¹ afin de couvrir une plus grande portion des coûts
9 incrémentaux des appareils installés. Cette recommandation s'appuie sur les constats suivants :

- 10 • « [...] *L'aide financière couvre en moyenne 38 % des coûts incrémentaux totaux.* »¹²
- 11 • « [Une bonification de l'aide financière] *permettrait de couvrir une plus grande portion*
12 *du coût incrémental, une des préoccupations principales des participants, et de*
13 *rendre le programme plus attrayant.* »¹³
- 14 • « *Bien que les participants soient relativement satisfaits de l'aide financière*
15 *(8,2 sur 10), les acteurs du marché donnent des notes plus faibles (6,1 sur 10 pour*
16 *les installateurs/distributeurs et 7,3 sur 10 pour les ingénieurs) et suggèrent de la*
17 *bonifier.* »¹⁴
- 18 • « *L'aide financière est surtout faible pour les appareils de moins de 100 000 Btu/h, ne*
19 *couvrant que 15 % du coût incrémental et étant inférieure à toutes les autres aides*
20 *financières recensées parmi les juridictions nord-américaines (200 \$ versus 250 \$*
21 *à 1 000 \$ ailleurs).* »¹⁵

¹⁰ [Évaluation 2023, rapport d'évaluation du volet Infrarouge.](#)

¹¹ [Ibid., p. 37.](#)

¹² [Ibid., p. 24.](#)

¹³ [Ibid., p. 25.](#)

¹⁴ [Ibid.](#)

¹⁵ [Ibid.](#)

1 Sur la base de cette recommandation et de ces constats, Énergir propose de modifier l'aide
 2 financière actuelle, variable selon la puissance de l'appareil, par une aide financière fixe de 800 \$
 3 par appareil. La section 4.1.2 présente plus de détails sur l'aide financière révisée et sur la
 4 couverture des surcoûts.

4.1.2 Simulation sur la base de données historiques

5 Énergir a simulé l'impact de l'aide financière proposée (800 \$ par appareils infrarouges installé)
 6 sur la couverture des surcoûts, en utilisant la base de données des projets réalisés au cours de
 7 la période d'évaluation, soit entre le 1^{er} octobre 2017 et le 30 septembre 2022. Afin d'ajouter un
 8 niveau de précision supplémentaire à la simulation, les données d'une année additionnelle, soit
 9 2022-2023, ont également été incluses à la simulation.

10 Comme illustré dans le tableau 3 ci-dessous, l'aide financière proposée couvre beaucoup mieux
 11 les surcoûts, et ce, autant pour les appareils de capacité supérieure à 100 kBtu/h (60 % vs 37 %)
 12 que pour les appareils à capacité inférieure ou égale à 100 kBtu/h (58 % vs 14 %). À noter que
 13 le coût incrémental moyen associé à l'achat et à l'installation d'un appareil infrarouge est similaire
 14 pour les deux catégories d'appareils visés (capacité \leq 100 kBtu/h et capacité $>$ 100 kBtu/h). En
 15 uniformisant le montant d'aide financière versé à 800 \$, cela permet de couvrir une proportion
 16 similaire de ces coûts incrémentaux, et ce, nonobstant la catégorie d'appareils visés, tout en
 17 simplifiant la structure de l'aide financière.

Tableau 3
Aide financière et couverture moyenne des surcoûts actuels et proposés
pour les projets implantés 2017-2022

	Aide financière actuelle	Aide financière proposée
Couverture moyenne de l'aide financière par rapport au surcoût	36 %	59 %
Appareils de petite puissance (\leq 100 000 Btu/h)	14 %	58 %
Appareils de moyenne puissance ($>$ 100 000 Btu/h)	37 %	60 %
Aide financière moyenne	477 \$ ¹⁶	800 \$

¹⁶ Cette couverture moyenne découle du fait que les appareils installés ont une capacité moyenne de 150 kBtu/h, et que la plupart (91 %) ont une capacité supérieure à 100 kBtu/h, avec les 9 % restants correspondant à des appareils avec une capacité inférieure à 100 kBtu/h.

1 Cette nouvelle aide financière serait mise en application à l'hiver 2025 pour les nouvelles
2 demandes reçues advenant une décision favorable de la Régie à l'automne 2024.

4.2 PRÉVISIONS BUDGÉTAIRES ET ÉNERGÉTIQUES

3 Le tableau 4 ci-dessous présente les impacts à la marge sur la participation, les économies
4 nettes, les aides financières et les frais d'exploitation pour le volet *Infrarouge* sur les années
5 2024-2025 et 2025-2026, comparativement aux prévisions présentées dans la Cause
6 tarifaire 2023-2024 (R-4213-2022)¹⁷. Les nouvelles prévisions prennent en considération les
7 paramètres évalués en 2023.

Tableau 4
Impact des ajustements proposés pour
le volet *Infrarouge*

	2024-2025	2025-2026
Nombre de participants		
R-4213-2022	353	356
CT 2025	375	405
Impact	22	49
Économies d'énergie nettes (m³)		
R-4213-2022	312 544	315 200
CT 2025	316 305	341 609
Impact	3 761	26 409
Aide financière totale (\$)		
R-4213-2022	175 142	176 631
CT 2025	231 635	311 694
Impact	56 492	135 063
Frais d'exploitation (\$)		
R-4213-2022	81 351	96 943
CT 2025	81 351	96 943
Impact	-	-
Coût total (\$)		
R-4213-2022	256 493	273 574
CT 2025	312 985	408 638
Impact	56 492	135 063

Participation

8 Au moment de préparer les prévisions de participation dans le cadre du dossier R-4213-2022, les
9 résultats réels pour l'année 2022-2023 n'étaient pas encore disponibles. Comme indiqué dans le

10

¹⁷ [Complément de preuve d'Énergir, R-4213-2022, B-0062, Énergir-J, Document 3, p. 29.](#)

1 Rapport annuel 2022-2023¹⁸, la participation observée au volet a été inférieure à la prévision pour
2 atteindre 215 participants en 2022-2023.

3 Énergir anticipe que les ajustements proposés aux modalités d'aide financière présentées
4 précédemment permettront :

- 5 • dans un premier temps, de combler l'écart entre les résultats obtenus en 2022-2023 (215
6 participants) et les prévisions de participation présentées dans le dossier R-4213-2022
7 (353 participants en 2024-2025 et 356 participants en 2025-2026);
- 8 • dans un second temps, d'augmenter la participation prévue initialement dans le dossier R-
9 4213-2022 de 6 % et 14 % pour les années 2024-2025 et 2025-2026, respectivement.

10 Le volet atteindrait ainsi 375 participants et 405 participants, respectivement, en 2024-2025 et
11 2025-2026 à la suite des bonifications proposées des aides financières.

12 Énergir prévoit donc que la hausse proposée des aides financières de 79 % (800 \$ vs 447 \$) se
13 soldera en un accroissement de 88 % de la participation en 2026 par rapport aux résultats de
14 l'année 2022-2023 (405 participants vs 215 participants).

Économies d'énergie nettes

15 Avec les modifications proposées, les économies nettes augmenteraient de 1 % ou 3 761 m³ en
16 2024-2025 et de 8 % ou 26 409 m³ en 2025-2026, comparativement aux prévisions initiales.
17 Notons que l'augmentation des économies nettes est inférieure à l'augmentation de la
18 participation et cette situation résulte de l'effet net de plusieurs facteurs :

- 19 • L'accroissement de la participation de 6 % et 14 % pour les années 2024-2025 et
20 2025-2026, respectivement, comparativement à la prévision initiale;
- 21 • La hausse de l'effet d'entraînement (5 % vs 0 %) ¹⁹;
- 22 • La diminution du gain unitaire par puissance des appareils subventionnés
23 (0,00737 m³/Btuh vs 0,00803 m³/Btuh) ²⁰;

¹⁸ R-4242-2023, B-0156, Énergir-13, Document 3, Annexe E, p. 26.

¹⁹ [Évaluation 2023, rapport d'évaluation du volet Infrarouge, p. 33.](#)

²⁰ [Ibid., p. 30.](#)

- 1 • L'augmentation du taux d'opportunité (23 % vs 21 %)²¹.

2 Notons que les trois derniers facteurs découlent des récents travaux d'évaluation. Les deux
3 premiers facteurs exercent une pression à la hausse sur les économies nettes, tandis que les
4 deux derniers créent un effet à la baisse sur les économies.

5 Soulignons qu'en étant mieux calibrées, Énergir anticipe que les modifications proposées aux
6 aides financières auront pour effet de mieux encourager les appareils de plus petite puissance
7 au cours des prochaines années.

Budget d'aide financière totale

8 Comme mentionné à la section 4.1.2, l'aide financière moyenne passerait actuellement de 477 \$
9 à 800 \$ à la suite des ajustements proposés aux modalités d'aide financière. Les changements
10 proposés résulteront en une hausse du budget des aides financières prévu de 56 492 \$ et
11 de 135 063 \$ pour 2024-2025 et 2025-2026, respectivement, comparativement aux montants
12 approuvés au dossier R-4213-2022.

13 Notons qu'Énergir anticipe que l'impact de cette augmentation de l'aide financière unitaire sera
14 graduel au cours de la période 2024-2026 en raison des cycles de réalisation des projets
15 d'infrarouge. Le plein effet des nouvelles modalités se fera sentir en 2026-2027.

Frais d'exploitation

16 Énergir ne propose pas de modifications aux prévisions des budgets d'exploitation du volet.

Coût total

17 À la suite des changements proposés, le coût total du volet pour les années 2024-2025 et
18 2025-2026 augmente du même montant que les budgets d'aides financières.

19 La fiche détaillée du volet *Infrarouge* présentant les prévisions budgétaires et énergétiques
20 révisées est incluse à l'annexe A. Soulignons que le volet affiche une rentabilité positive pour les
21 deux années prévisionnelles sur la base du TCTR avec BNÉ. Les résultats du TCTR sans les
22 BNÉ sont présentés à l'annexe B.

²¹ [Ibid., p. 32.](#)

1 **Finalement, Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux**
2 **modalités d'aides financières du volet *Infrarouge*.**

5 HOTTES À DÉBIT VARIABLE

5.1 MODIFICATIONS PROPOSÉES

5.1.1 Travaux d'évaluation

3 En décembre 2023, Énergir déposait à la Régie le rapport d'évaluation du volet *Hotte à débit*
4 *variable*²². Ce rapport portait sur l'évaluation du processus, du marché et de l'impact énergétique
5 du volet.

6 Rappelons que l'appui financier actuel comprend une partie fixe (3 350 \$) et une partie variable
7 (0,45 \$ par PCM) en fonction de la capacité du système d'évacuation de l'appareil.

8 Dans son rapport, l'Évaluateur mentionnait, dans l'une de ses recommandations, « *d'examiner la*
9 *possibilité de recalibrer l'aide financière* »²³. Cette recommandation s'appuie sur les constats
10 suivants :

- 11 • « *L'aide financière versée des projets réalisés au cours de la période évaluée couvre*
12 *en moyenne 34 % du surcoût, malgré la limite supérieure de 50 %.* »²⁴
- 13 • « *L'aspect monétaire étant au cœur de la décision et considérant la hausse observée*
14 *du surcoût depuis la pandémie, il semble nécessaire d'évaluer la possibilité de bonifier*
15 *l'aide financière offerte afin de rendre la mesure plus attrayante, notamment pour*
16 *susciter l'intérêt de plus petits restaurateurs ayant majoritairement des moyens*
17 *financiers plus limités et qui représentent le plus gros potentiel résiduel.* »²⁵
- 18 • « [...] *le principal frein à l'implantation de cette technologie est d'ordre financier.* »²⁶

²² [Évaluation 2023, rapport d'évaluation du volet Hotte à Débit Variable.](#)

²³ [Ibid., p. 38.](#)

²⁴ [Ibid.](#)

²⁵ [Ibid.](#)

²⁶ [Ibid., p. 24.](#)

- 1 • « Il arrive également que la période de retour sur investissement ne soit pas
2 intéressante pour les clients, et ce en dépit de la subvention. »²⁷

3 Sur la base de cette recommandation et de ces constats, Énergir propose de modifier l'aide
4 financière actuelle. Les modifications proposées représentent une augmentation du montant fixe
5 de 3 350 \$ à 3 750 \$ et du montant variable de 0,45 \$ par PCM à 0,75 \$ par PCM. Lorsque
6 comparé au montant de subvention actuel, il s'agit d'une augmentation de 400 \$ du montant fixe
7 et de 0,30 \$ par PCM pour la partie variable. Une augmentation du plafond de couverture des
8 dépenses admissibles est également proposée, passant de 50 % à 75 %. La section 5.1.2
9 présente plus de détails sur l'aide financière révisée et sur la couverture des surcoûts.

5.1.2 Simulation sur la base de données historiques

10 Énergir a simulé l'impact de l'aide financière proposée (3 750 \$ + 0,75 \$ x PCM des appareils
11 installés) sur la couverture des surcoûts, en utilisant la base de données des projets réalisés au
12 cours de la période d'évaluation, soit entre le 1^{er} octobre 2017 et le 30 septembre 2022. Dans le
13 but d'ajouter un niveau de précision supplémentaire à la simulation, les données d'une année
14 additionnelle, soit 2022-2023, ont également été incluses à la simulation.

15 Comme illustré dans le tableau 5 ci-dessous, l'aide financière proposée améliore
16 significativement la couverture des surcoûts, et ce, autant pour les appareils de capacité
17 supérieure à 10 000 PCM (45 % vs 30 %), pour les appareils ayant une capacité de 5 000 à
18 9 999 PCM (53 % vs 36 %) que pour les appareils à capacité inférieure à 5 000 PCM (47 %
19 vs 35 %).

20 Concernant l'aide financière moyenne, elle serait évidemment supérieure à celle actuellement
21 offerte, passant de 4 780 \$ à 8 944 \$.

²⁷ [Ibid.](#)

Tableau 5
Aide financière et couverture moyenne des surcoûts actuels et proposés pour les projets implantés 2017-2022

	Aide financière actuelle	Aide financière proposée
Couverture moyenne de l'aide financière par rapport au surcoût	34 %	48 %
Appareils de capacité inférieure à 5 000 PCM	35 %	47 %
Appareils de capacité entre 5 000 PCM et 9 999 PCM	36 %	53 %
Appareils de capacité égale et/ou supérieure à 10 000 PCM	30 %	45 %
Aide financière moyenne	4 780 \$	8 944 \$

- 1 Cette nouvelle aide financière serait mise en application à l'hiver 2025 pour les nouvelles
2 demandes reçues advenant une décision favorable de la Régie à l'automne 2024.

5.2 PRÉVISIONS BUDGÉTAIRES ET ÉNERGÉTIQUES

- 3 Le tableau 6 de la page suivante présente les impacts à la marge sur la participation, les
4 économies nettes, les aides financières et les frais d'exploitation pour le volet *Hotte à débit*
5 *variable* sur les années 2024-2025 et 2025-2026, comparativement aux prévisions présentées
6 dans la Cause tarifaire 2023-2024 (R-4213-2022). Les nouvelles prévisions prennent en
7 considération les paramètres évalués en 2023.

Tableau 6
Impact des ajustements proposés pour le volet
Hotte à Débit Variable

	2024-2025	2025-2026
Nombre de participants		
R-4213-2022	37	38
CT 2025	45	53
Impact	8	15
Économies d'énergie nettes (m³)		
R-4213-2022	138 974	142 730
CT 2025	209 613	246 877
Impact	70 639	104 148
Aide financière totale (\$)		
R-4213-2022	176 858	181 638
CT 2025	290 050	451 962
Impact	113 193	270 325
Frais d'exploitation (\$)		
R-4213-2022	130 463	151 642
CT 2025	130 463	151 642
Impact	-	-
Coût total (\$)		
R-4213-2022	307 321	333 280
CT 2025	420 513	603 605
Impact	113 193	270 325

Participation

1 Énergir anticipe que les ajustements proposés permettront d'accroître de 22 % et de 39 % la
 2 participation prévue initialement dans le dossier R-4213-2022 pour les années 2024-2025 et
 3 2025-2026, respectivement. Il est ainsi prévu que 53 clients participeront au volet à
 4 l'horizon 2025-2026.

Économies d'énergie nettes

5 Avec les modifications proposées, les économies nettes sont augmentées de 51 % ou 70 639 m³
 6 en 2024-2025 et de 73 % ou 104 148 m³ en 2025-2026, comparativement à la prévision initiale.
 7 Ces augmentations s'expliquent principalement par la hausse de la participation prévue et
 8 l'accroissement anticipé de la capacité moyenne des appareils installés au cours de la période
 9 (7 461 PCM vs 5 498 PCM). Énergir prévoit que la bonification proposée des aides financières
 10 viendra inciter l'installation d'appareils ayant une plus grande capacité, car le taux de couverture

1 des surcoûts pour les appareils à plus grande capacité avant cette bonification s'avère moindre
2 comparativement aux autres tailles d'appareils (voir tableau 5).

Budget d'aide financière totale

3 Énergir prévoit que le plein effet de l'augmentation proposée de l'aide financière (+ 87 %) se ferait
4 sentir en 2026-2027, compte tenu du cycle moyen d'un peu plus de 18 mois pour la réalisation
5 d'un projet de hotte à débit variable. Par conséquent, l'impact des changements proposés sur
6 l'aide financière unitaire sera graduel au cours de la période 2024-2026.

7 Considérant l'accroissement anticipé de la participation et de l'aide financière unitaire, les
8 modifications proposées entraîneront une hausse du budget d'aide financière de 113 193 \$ et de
9 270 325 \$, respectivement, pour 2024-2025 et 2025-2026 comparativement aux montants prévus
10 au dossier R-4213-2022. Les budgets d'aide financière totaliseraient ainsi 290 050 \$ en 2024-
11 2025 et 451 962 \$ en 2025-2026 à la suite des changements proposés.

Frais d'exploitation

12 Énergir ne propose pas de modifications aux prévisions des budgets d'exploitation du volet.

Coût total

13 À la suite des changements proposés, le coût total du volet pour les années 2024-2025 et
14 2025-2026 augmenterait du même montant que les budgets d'aides financières pour ces années.

15 La fiche détaillée du volet *Hottes à débit variable* présentant les prévisions budgétaires et
16 énergétiques révisées est incluse à l'annexe A. Soulignons que le volet affiche une rentabilité
17 positive pour les deux années prévisionnelles sur la base du TCTR avec BNÉ. Les résultats du
18 TCTR sans les BNÉ sont présentés à l'annexe B.

19 **En terminant, Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux**
20 **modalités d'aides financières du volet *Hotte à débit variable*.**

6 REMISE AU POINT DES SYSTÈMES MÉCANIQUES

6.1 MODIFICATIONS PROPOSÉES

6.1.1 Travaux d'évaluation

1 En décembre 2023, Énergir déposait à la Régie le rapport d'évaluation du volet *Remise au*
2 *point des systèmes mécaniques des bâtiments*²⁸. Ce rapport portait sur l'évaluation du processus,
3 du marché et de l'impact énergétique du volet.

4 Dans son rapport, l'Évaluateur mentionnait, dans sa recommandation 1, de « *considérer*
5 *augmenter le montant d'aide financière offerte* »²⁹. Plus spécifiquement, l'Évaluateur mentionnait
6 que « *l'aide financière offerte pourrait être alignée sur le volet Études et Implantation, qui offre*
7 *jusqu'à 1 \$ par m³ de gaz naturel économisé* » pour la phase d'implantation du volet *Remise au*
8 *point des systèmes mécaniques des bâtiments*³⁰. L'Évaluateur suggérait également de
9 « *considérer augmenter le plafond de l'aide financière pour la phase d'investigation de 50 %*
10 *à 75 % du coût de l'étude* »³¹.

11 Cette recommandation s'appuie sur les constats suivants :

- 12 • « [...] *La proportion du coût incrémental couverte par l'aide financière varie selon la*
13 *phase du projet, avec une couverture plus élevée lors de la phase de suivi (44 %) et*
14 *une couverture plus faible lors de la phase d'implantation (14 %).* »³²
- 15 • « *Cela permettrait de couvrir une plus grande portion du coût des mesures de remise*
16 *au point, la principale préoccupation des participants.* »³³
- 17 • « *La principale préoccupation des participants sondés était le coût de mise en œuvre des*
18 *mesures, suivi de près par la rentabilité du projet.* »³⁴

²⁸ [Évaluation 2023, rapport d'évaluation du volet Remise au Point des Systèmes Mécaniques des Bâtiments.](#)

²⁹ [Ibid., p. 38.](#)

³⁰ [Ibid.](#)

³¹ [Ibid.](#)

³² [Ibid., p. 37.](#)

³³ [Ibid., p. 38.](#)

³⁴ [Ibid., p. ii.](#)

1 Sur la base de cette recommandation et de ces constats, Énergir propose de modifier l'aide
 2 financière actuelle pour chacune des phases d'un projet de remise au point des systèmes
 3 mécaniques. Le tableau ci-dessous présente les modalités actuelles et proposées pour le volet.

Tableau 7
Modalités actuelles et proposées des aides financières
du volet Remise au point des systèmes mécaniques

Phase	Modalités actuelles	Modalités proposées
Investigation	50 % des coûts admissibles	75 % des coûts admissibles
Implantation	0,30 \$/m ³ jusqu'à 50 % des coûts admissibles	1 \$/m ³ jusqu'à 75 % des coûts admissibles
Transfert	50 % des coûts admissibles	75 % des coûts admissibles
Suivi en continu	50 % des coûts admissibles	75 % des coûts admissibles

4 La section 6.1.2 présente plus de détails sur l'aide financière révisée et sur la couverture des
 5 surcoûts.

6.1.2 Simulation sur la base de données historiques

6 Énergir a simulé l'impact de l'aide financière proposée sur la couverture des surcoûts, en utilisant
 7 la base de données des projets réalisés au cours de la période d'évaluation, soit entre le
 8 1^{er} octobre 2017 et le 30 septembre 2022. Afin d'ajouter un niveau de précision à la simulation,
 9 les données de l'année 2022-2023 ont également été incluses à la simulation.

10 Comme illustré dans le tableau 8 ci-dessous, l'aide financière proposée couvre mieux les surcoûts
 11 autant pour l'ensemble des phases (36 % vs 20 %) que pour chacune des phases du volet.

12 L'augmentation du montant versé lors de la phase Implantation, passant de 3 382 \$ à 10 099 \$
 13 en moyenne, accroît significativement la couverture des surcoûts par les aides financières (18 %
 14 vs 6 %). Notons que, sans l'accroissement du plafond maximal en lien avec les coûts admissibles
 15 de 50 % à 75 % à la phase Implantation, près de la moitié des projets auraient atteint le plafond
 16 actuel de 50 % avec une aide financière bonifiée à 1 \$/m³ économisé. Cela aurait réduit le
 17 pourcentage de couverture des aides financières de 8 points de pourcentage pour cette phase

1 (10 % vs 18 %). Ceci confirme l'importance de la cohérence qui doit être appliquée aux
2 modifications des modalités d'aide financière.

3 Concernant l'aide financière moyenne pour l'ensemble des phases, elle serait également
4 supérieure à celle actuellement offerte (29 408 \$ vs 16 255 \$). Le surcoût moyen des projets
5 évalués est de 82 684 \$ à titre de référence.

Tableau 8
Aide financière et couverture des surcoûts actuels et proposés
pour les projets implantés 2017-2022

Types de modalités	Surcoût moyen (\$)	Aide Financière Moyenne (\$)	Pourcentage de couverture (%)
Phase d'investigation			
Modalité actuelle	18 965	9 483	50
Modalité proposée	18 965	14 224	75
Phase d'implantation			
Modalité actuelle	55 338	3 382	6
Modalité proposée	55 338	10 099	18
Phase de transfert			
Modalité actuelle	5 180	2 590	50
Modalité proposée	5 180	3 885	75
Phase de suivi			
Modalité actuelle	1 600	800	50
Modalité proposée	1 600	1 200	75
Coût total			
Modalité actuelle	81 083	16 255	20
Modalité proposée	81 083	29 408	36

6 Ces ajustements aux modalités d'aide financière seraient mis en application pour les nouvelles
7 demandes reçues après une décision favorable de la Régie, soit à l'hiver 2025.

6.2 PRÉVISIONS BUDGÉTAIRES ET ÉNERGÉTIQUES

8 Le tableau 9 ci-dessous présente les impacts à la marge sur la participation, les économies
9 nettes, les aides financières et les frais d'exploitation pour le volet *Remise au point des systèmes*

- 1 *mécaniques des bâtiments* sur les années 2024-2025 et 2025-2026, comparativement aux
 2 prévisions présentées dans la Cause tarifaire 2023-2024 (R-4213-2022)³⁵. Les nouvelles
 3 prévisions prennent en considération les paramètres évalués en 2023.

Tableau 9
Impact des ajustements proposés pour le volet
Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments

	2024-2025	2025-2026
Nombre de participants		
R-4213-2022	23	23
CT 2025	23	23
Impact	-	-
Économies d'énergie nettes (m³)		
R-4213-2022	639 318	631 174
CT 2025	666 050	657 518
Impact	26 731	26 344
Aide financière totale (\$)		
R-4213-2022	422 165	422 165
CT 2025	430 548	438 932
Impact	8 384	16 767
Frais d'exploitation (\$)		
R-4213-2022	379 687	261 040
CT 2025	379 687	261 040
Impact	-	-
Coût total (\$)		
R-4213-2022	801 852	683 205
CT 2025	810 236	699 972
Impact	8 384	16 767

Participation

- 4 Énergir anticipe que les ajustements proposés n'auront pas d'impact sur la participation du volet
 5 à l'horizon 2025-2026 étant donné le cycle de réalisation des projets de remise au point de

³⁵ [Complément de preuve d'Énergir, R-4213-2022, B-0062, Énergir-J, Document 3, p. 54.](#)

1 systèmes mécaniques est de 3 ans en moyenne. Par conséquent, l'effet des modifications
2 proposées sur la participation se fera sentir après 2025-2026.

3 Rappelons qu'Énergir comptabilise les participants et les économies d'énergie qui y sont
4 associées seulement lorsque la phase transfert est complétée.

Économies nettes

5 Les économies nettes augmentent légèrement de 26 731 m³ (+ 4 %) et de 26 344 m³ (+ 4 %) en
6 2024-2025 et 2025-2026, respectivement. Cette augmentation résulte de l'effet combiné d'une
7 révision à la baisse du taux d'opportunité (15 % vs 16 %)³⁶ et à la hausse de l'effet
8 entraînement (3 % vs 0 %)³⁷ à la suite des travaux d'évaluation.

Budget d'aide financière totale

9 Bien que les prévisions de la participation demeurent inchangées d'ici 2025-2026, il en résultera
10 une hausse des aides financières prévues de 8 384 \$ (+2 %) et de 16 767 \$ (+4 %),
11 respectivement, pour 2024-2025 et 2025-2026 comparativement aux montants prévus au
12 dossier R-4213-2022. Ces légères hausses s'expliquent par le fait qu'il est anticipé que des
13 clients initieront les phases Investigation et Implantation au cours des années 2024-2025 et 2025-
14 2026, bénéficiant ainsi des modalités bonifiées d'aide financière.

Frais d'exploitation

15 Énergir ne propose pas de modifications aux prévisions des budgets d'exploitation du volet.

Coût total

16 À la suite des changements proposés, le coût total du volet pour les années 2024-2025 et
17 2025-2026 augmente du même montant des augmentations prévues des budgets d'aide
18 financière pour ces années.

19 La fiche détaillée du volet *Remise au point des systèmes mécaniques* présentant les prévisions
20 budgétaires et énergétiques révisées est incluse à l'annexe A. Soulignons que le volet affiche
21 une rentabilité positive pour les deux années prévisionnelles sur la base du TCTR avec BNÉ. Les
22 résultats du TCTR sans les BNÉ sont présentés à l'annexe B.

³⁶ [Évaluation 2023, rapport d'évaluation du volet Remise au Point des Systèmes Mécaniques des Bâtiments, p. 34.](#)

³⁷ [Ibid., p. 35.](#)

1 **Finalement, Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux**
2 **modalités d'aides financières du volet *Remise au point des systèmes mécaniques*.**

7 NOUVELLE CONSTRUCTION EFFICACE

7.1 MODIFICATIONS PROPOSÉES

3 En novembre 2020, le gouvernement du Québec a rendu publique la politique-cadre du Plan pour
4 une économie verte (PEV) 2030³⁸. Le gouvernement s'engageait notamment à être exemplaire
5 et à faire preuve de leadership dans un contexte de transition climatique. À cet effet, le
6 gouvernement se dotait, entre autres, d'un objectif de réduire les émissions de gaz à effet de
7 serre de son parc immobilier de 60 % d'ici 2030, par rapport au niveau de 1990, et planifiait
8 déployer des actions concrètes pour la rénovation des bâtiments existants et les nouvelles
9 constructions afin d'atteindre cet objectif³⁹.

10 À la suite de cet engagement gouvernemental, le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre
11 les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) a développé en mars 2022
12 un guide des modalités d'application de l'exemplarité de l'État à l'intention des gestionnaires des
13 bâtiments gouvernementaux⁴⁰. Dans le but d'atteindre une performance énergétique supérieure,
14 dite exemplaire, tout nouveau bâtiment vise une consommation énergétique d'au moins 10 %
15 inférieure au Code de construction du Québec⁴¹, soit le CNEB 2015-Qc⁴². Notons que ce seuil
16 minimal n'est pas une obligation légale, mais reflète une orientation gouvernementale.

17 Rappelons qu'en novembre 2021, la Régie autorisait dans sa décision D-2021-140 un nouveau
18 seuil minimal de performance énergétique de 5 % supérieur au CNEB 2015-Qc pour le volet
19 *Nouvelle construction efficace* du PGEÉ d'Énergir⁴³. Tout projet soumis doit ainsi rencontrer ce
20 seuil afin d'être admissible aux aides financières du volet.

³⁸ [Plan pour une économie verte 2030](#).

³⁹ [Ibid., p. 56](#).

⁴⁰ [Guide des modalités d'application, Exemplarité de l'État](#).

⁴¹ [Ibid., p. 10](#).

⁴² [Code national du bâtiment 2015 modifié Québec, Régie du bâtiment du Québec](#).

⁴³ [D-2021-140, paragr. 343](#).

1 En décembre 2023, Énergir déposait à la Régie le rapport d'évaluation du volet *Nouvelle*
 2 *construction efficace*⁴⁴. Ce rapport portait sur l'évaluation du processus, du marché et de l'impact
 3 énergétique du volet. Dans son rapport, l'Évaluateur recommandait à Énergir d'envisager un
 4 rehaussement du seuil minimal de performance à atteindre pour les bâtiments du gouvernement
 5 du Québec étant donné que ces bâtiments doivent répondre à la politique-cadre du PEV, laquelle
 6 est plus exigeante que la pratique courante⁴⁵. Énergir accueille favorablement cette
 7 recommandation.

8 Par conséquent, Énergir propose de modifier le seuil minimal de performance énergétique du
 9 volet *Nouvelle construction efficace* en rehaussant ce seuil de 5 % à 10 % pour les nouveaux
 10 bâtiments du gouvernement du Québec (c.-à-d. le secteur institutionnel Québec). Pour les autres
 11 secteurs, le seuil de performance énergétique demeurerait inchangé à 5 %, comme illustré dans
 12 le tableau ci-dessous.

Tableau 10
Modalités actuelles et proposées en lien avec la performance énergétique
du volet *Nouvelle construction efficace*

Modalités actuelles	Modalités proposées
<ul style="list-style-type: none"> • Tous les secteurs : + 5 % ≥ CNÉB 2015-Qc 	<ul style="list-style-type: none"> • Institutionnel Québec : + 10 % ≥ CNÉB 2015-Qc • Commercial & autres institutionnels : + 5 % ≥ CNÉB 2015-Qc

7.1 PRÉVISIONS BUDGÉTAIRES ET ÉNERGÉTIQUES

13 Les modifications proposées n'ont aucun impact à la marge sur la participation, les économies
 14 nettes, les aides financières et les frais d'exploitation pour le volet *Nouvelle construction efficace*
 15 sur les années 2024-2025 et 2025-2026, comparativement aux prévisions présentées dans la
 16 Cause tarifaire 2023-2024 (R-4213-2022), pour les raisons suivantes :

- 17 • la quasi-totalité des projets qui ont été soumis à ce jour et qui le seront dans le futur par
 18 le gouvernement du Québec dans le cadre du volet vont au-delà du seuil de performance
 19 énergétique de 10 % par rapport au CNEB 2015-Qc;

⁴⁴ [Évaluation 2023, rapport d'évaluation du volet Nouvelle construction..](#)

⁴⁵ [Ibid., p. 30.](#)

- 1 • le cycle de réalisation des projets de nouvelle construction est relativement long, soit
2 d'environ 4 ans.

3 **En terminant, Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux**
4 **modalités associées à la performance énergétique du volet *Nouvelle construction***
5 ***efficace*.**

8 THERMOSTATS INTELLIGENTS

8.1 CONTEXTE

6 Dans le cadre du dossier R-4209-2022, Énergir déposait à la Régie le Rapport annuel 2021-2022
7 du PGEÉ dans lequel les résultats réels de l'année 2021-2022 étaient présentés, entre autres,
8 pour les volets *Thermostats intelligents – résidentiel* et *Thermostats intelligents – petits clients*
9 *Affaires (projet pilote)* au chapitre de la participation, des économies d'énergie, du coût total et de
10 la rentabilité⁴⁶.

11 Énergir déposait également au même moment dans ce dossier le rapport d'évaluation de ces
12 deux volets faisant partie des programmes *Appareils efficaces – résidentiel* et *Appareils efficaces*
13 *– Affaires*⁴⁷. Ce rapport portait sur l'évaluation du processus, du marché et de l'impact énergétique
14 des volets et couvrait les années 2018-2019 à 2020-2021. Rappelons que le volet *Thermostats*
15 *intelligents – résidentiel* a été lancé en 2018-2019 et le volet *Thermostats intelligents – petits*
16 *clients Affaires (projet pilote)* un an plus tard.

17 Dans sa décision D-2023-102 en lien avec ce dossier⁴⁸, la Régie mentionnait :

18 « [146] [...] la Régie juge que les résultats des volets « *Thermostats intelligents –résidentiel*
19 *et affaires* » sont décevants et que des actions de redressement sont requises. La Régie
20 note que ces volets ont fait l'objet d'un rapport d'évaluation par une firme indépendante [...],
21 lequel permet de mieux cerner les barrières de marché et d'identifier les pistes d'amélioration
22 visant à lever ou à atténuer ces barrières. En s'appuyant sur les constats et les
23 recommandations de ce rapport, la Régie considère qu'Énergir devrait être en mesure de
24 proposer de nouvelles stratégies de redressement, lors du prochain dossier tarifaire, afin

⁴⁶ [Énergir-13, Document 3, Annexe D, pp. 3, 4, 19 et 20.](#)

⁴⁷ [Évaluation 2023, rapport d'évaluation Thermostats intelligents - volets résidentiel et Affaires.](#)

⁴⁸ [D-2023-102, paragr. 146.](#)

1 d'accroître la participation des clients et d'obtenir à terme une rentabilité positive pour ces
2 volets. »

3 La présente section a pour objet de présenter le suivi demandé par la Régie concernant les deux
4 volets visant les thermostats intelligents.

8.2 PGEÉ 2022-2023 ET 2024-2026

5 Avant même que la Régie ne rende sa décision D-2023-102 en août 2023, Énergir avait déjà été
6 proactive pour redresser la situation associée aux thermostats intelligents dans les marchés
7 résidentiels et Affaires. Ces actions proactives sont décrites dans les sections 8.2.1 et 8.2.2.

8.2.1 PGEÉ 2022-2023

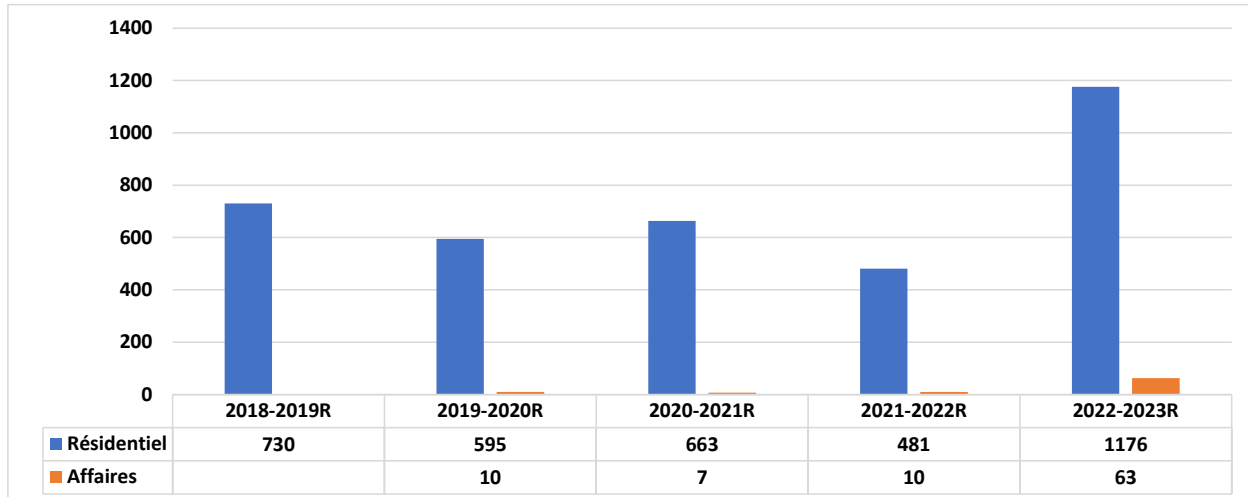
8 En prenant acte des constats et recommandations de l'Évaluateur et des résultats de
9 l'année 2021-2022, Énergir a entrepris dès décembre 2022 des actions visant à encourager la
10 participation aux volets *Thermostats intelligents – résidentiel* et *Thermostats intelligents – petits*
11 *clients Affaires (projet pilote)*. Ces actions ont été déployées au cours de l'année 2022-2023 et
12 comprenaient à titre illustratif les éléments suivants :

- 13 • Promouvoir l'appui financier d'Énergir sur les thermostats intelligents et un rappel des
14 éléments de la programmation des thermostats intelligents par diverses communications
15 destinées aux clients, telles que les infolettres, des mentions sur la facture, des
16 publications sur les réseaux sociaux;
- 17 • Réaliser des publicités dans les moteurs de recherche Google et Bing sur certains mots
18 clefs en lien avec les thermostats intelligents (SEM);
- 19 • Promouvoir la subvention offerte par Énergir pour l'achat et l'installation de thermostats
20 intelligents dans le cadre du programme Biénergie résidentiel.

21 Ces interventions ont déjà porté fruit puisqu'une croissance de la participation a été observée
22 dans le Rapport annuel 2022-2023 du PGEÉ pour les deux volets⁴⁹, comme en fait foi le
23 graphique 1 de la page suivante. Soulignons que le niveau réel de participation de cette année
24 pour le volet Affaires a permis de dégager une rentabilité positive avec un TCTR ratio de 1,53.

⁴⁹ R-4242-2023, B-0156, Énergir-13, Document 3, Annexe E, pp. 4 et 20.

Graphique 1
Participation 2019-2023 aux volets
Thermostats intelligents – marchés résidentiel et Affaires⁵⁰



8.2.2 PGEÉ 2024-2026

1 En mars 2023, Énergir déposait à la Régie le PGEÉ 2024-2026 dans le cadre de la Cause tarifaire
 2 2023-2024. Énergir présentait des stratégies de croissance des programmes du PGEÉ à
 3 l'horizon 2026. L'une de celles-ci était d'intensifier les activités de commercialisation au cours de
 4 la période 2024-2026 afin d'augmenter la notoriété et la participation aux programmes du
 5 PGEÉ⁵¹.

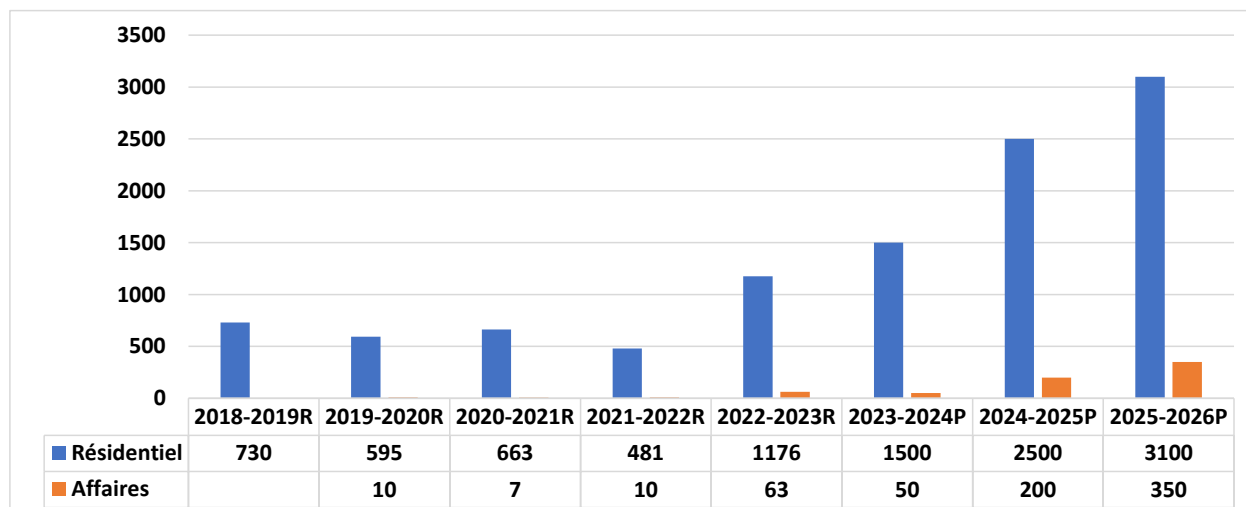
6 En s'appuyant sur ces stratégies des activités de commercialisation, une augmentation
 7 importante de la participation est prévue pour les volets *Thermostats intelligents – résidentiel* et
 8 *Thermostats intelligents – petits clients Affaires (projet pilote)* au cours de la période 2024-2026⁵²,
 9 comme illustrée dans le graphique 2 de la page suivante.

⁵⁰ Il n'y a pas de résultats de participation en 2018-2019 pour le volet Affaires étant donné que ce volet a été lancé l'année suivante.

⁵¹ R-4213-2022, B-0219, Énergir-J, Document 3, p. 13.

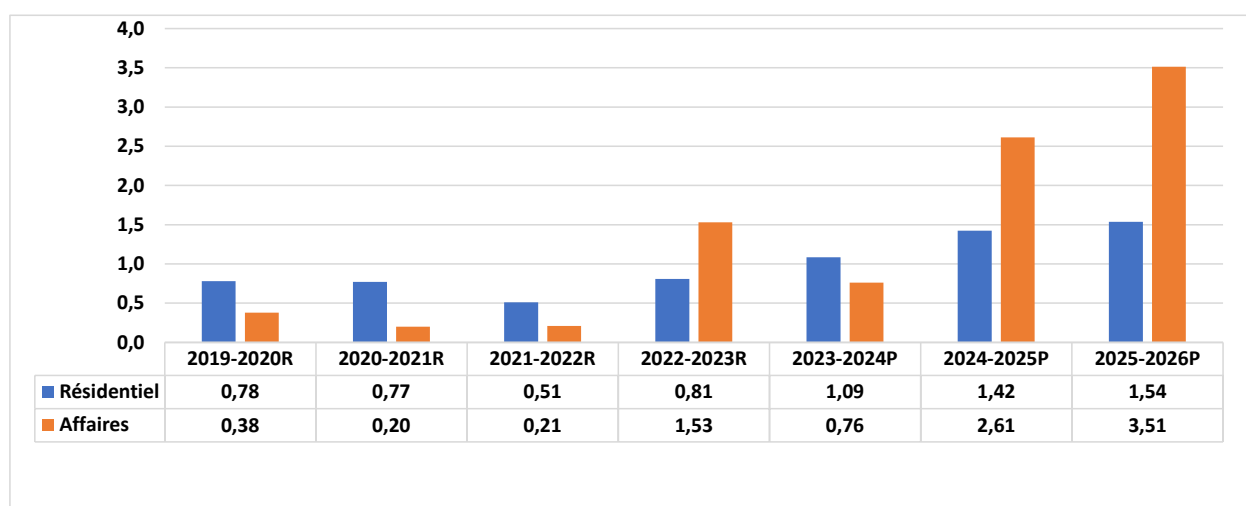
⁵² R-4213-2022, B-0062, Énergir-J, Document 3, pp. 5 et 23.

Graphique 2
Participation 2019-2026 aux volets
Thermostats intelligents – marchés résidentiel et Affaires⁵³



- 1 De plus, Énergir prévoit que cette augmentation de la participation engendrera une rentabilité
- 2 positive pour les volets résidentiels et Affaires d'ici 2026, tel que présenté dans le graphique 3.

Graphique 3
TCTR ratio pour les volets
Thermostats intelligents – marchés résidentiel et Affaires⁵⁴



⁵³ Il n'y a pas de résultats de participation en 2018-2019 pour le volet Affaires étant donné que ce volet a été lancé l'année suivante.

⁵⁴ En 2018-2019, le résultat du TCTR ratio n'était pas disponible pour les thermostats intelligents du marché résidentiel, car seul le TCTR ratio était présenté pour les thermostats programmables et les thermostats intelligents combinés.

1 Finalement, dans sa décision D-2023-127 datée du 1^{er} novembre 2023, la Régie approuvait les
2 budgets du PGEÉ 2024-2026⁵⁵, incluant ceux liés aux volets *Thermostats intelligents – résidentiel*
3 et *Thermostats intelligents – petits clients Affaires (projet pilote)*. Rappelons que les budgets du
4 PGEÉ d'Énergir couvrent i) les frais d'exploitation qui comprennent, entre autres, les montants
5 pour la commercialisation et ii) les aides financières qui eux varient en fonction de la participation
6 prévue.

8.3 STRATÉGIES DE COMMERCIALISATION

7 Peu de temps après la décision D-2023-127 rendue en novembre 2023 en lien avec le PGEÉ
8 2024-2026, Énergir a amorcé des travaux ayant pour objectif de concrétiser l'orientation définie
9 dans le PGEÉ 2024-2026 d'intensifier la commercialisation et d'ainsi mieux définir les stratégies
10 de commercialisation pour les volets *Thermostats intelligents – résidentiel* et *Thermostats*
11 *intelligents – petits clients Affaires (projet)*. Ces stratégies permettront ultimement l'atteinte et,
12 potentiellement, le dépassement les cibles de participation de ces deux volets à l'horizon 2026.

13 Les travaux concernant les installateurs, les acteurs en amont de ces derniers, soit les
14 manufacturiers et détaillants, et les clients sont présentés dans les sections 8.3.1, 8.3.2 et 8.3.3,
15 respectivement.

8.3.1 Installateurs

16 Sur la base d'entrevues tenues au début de l'année 2022 auprès de 16 installateurs, l'Évaluateur
17 concluait dans son rapport que ces derniers se sont montrés peu motivés à faire la promotion des
18 volets⁵⁶. Cette conclusion s'appuyait sur les constats suivants de l'Évaluateur : i) les installateurs
19 ne voient pas d'avantage financier à faire la promotion des aides financières d'Énergir; ii) les
20 installateurs perçoivent les thermostats intelligents comme compliqués et craignent de recevoir
21 des demandes d'aide⁵⁷.

22 Entre décembre 2023 et janvier 2024, Énergir a réalisé un nouveau sondage auprès
23 d'installateurs sur leur habitude d'installations des thermostats intelligents afin de savoir si cette

⁵⁵ [D-2023-127, paragr. 230.](#)

⁵⁶ [Évaluation 2023, rapport d'évaluation Thermostats intelligents - volets résidentiel et Affaires, p.36.](#)

⁵⁷ [Ibid., p.13.](#)

1 conclusion et ces constats de l'Évaluateur étaient toujours valides. Au total, 24 installateurs ont
2 participé à ce nouveau sondage.

3 Force est de constater que la situation a significativement changé deux ans après la réalisation
4 des entrevues par l'Évaluateur à la lumière des principaux résultats suivants du récent sondage :

- 5 • Une forte proportion d'installateurs intègre toujours ou parfois la subvention de
6 thermostats intelligents d'Énergir dans leur soumission : 69 % dans le contexte de
7 biénergie résidentiel; 57 % lors de remplacement uniquement d'équipement au gaz
8 naturel dans les marchés résidentiel et Affaires;
- 9 • L'installation de thermostats intelligents est relativement facile pour les entrepreneurs :
10 83 % d'entre eux trouvent très ou assez facile d'installer un thermostat intelligent chez le
11 client. Or, pour ceux qui installent un niveau plus faible de thermostats intelligents au cours
12 de l'année, la tâche semble un peu plus ardue.

13 Étant donné l'intérêt et la facilité d'installer des thermostats intelligents par la grande majorité des
14 entrepreneurs, Énergir continuera à s'appuyer sur ces derniers comme partenaires clés dans la
15 promotion des aides financières des volets *Thermostats intelligents – résidentiel* et *Thermostats*
16 *intelligents – petits clients Affaires (projet pilote)*.

17 En 2022-2023, 56 % des thermostats intelligents installés dans le cadre du volet *Thermostats*
18 *intelligents – résidentiel* l'ont été par des professionnels lors de l'installation de systèmes
19 biénergie. Notons que les professionnels dans le contexte de la biénergie comprennent non
20 seulement les plombiers, mais également d'autres corps de métiers, tels que les électriciens et
21 les frigoristes.

22 Énergir anticipe que la biénergie résidentielle et Affaires sera un vecteur important de croissance
23 pour la participation aux volets *Thermostats intelligents – résidentiel* et *Thermostats intelligents –*
24 *petits clients Affaires (projet pilote)* d'ici 2026. Par conséquent, Énergir planifie développer et
25 mettre en œuvre au cours des prochains mois une stratégie visant à optimiser le processus
26 biénergie résidentiel et Affaires afin de s'assurer de mettre davantage l'accent sur les subventions
27 pour les thermostats intelligents. Plus précisément, cette stratégie vise à s'assurer d'intégrer les
28 aides financières pour les thermostats intelligents dans tout le parcours de la biénergie

1 résidentielle et Affaires autant pour les installateurs que pour les clients, permettant ainsi de
2 rendre plus visibles et accessibles les aides financières pour les thermostats intelligents.

3 De manière générale, Énergir compte également accroître la notoriété des aides financières pour
4 les thermostats intelligents auprès des entrepreneurs; que ces derniers remplacent uniquement
5 des équipements de chauffage au gaz naturel ou installent des systèmes de biénergie. À cet effet,
6 Énergir continuera de faire la promotion du programme dans les bulletins bleus (infolettres).

8.3.2 Détaillants et manufacturiers

7 Au début de l'année 2022, l'Évaluateur a tenu des entrevues avec deux détaillants⁵⁸. Dans son
8 rapport, l'Évaluateur mentionnait que les détaillants rencontrés⁵⁹ :

- 9 • étaient ouverts à un partenariat avec Énergir dans la commercialisation des thermostats
10 intelligents;
- 11 • indiquaient que de l'information sur le programme de rabais d'Énergir pourrait être
12 disponible dans leurs magasins ou sur leurs sites Web;
- 13 • se montraient ouverts à participer à un programme de type rabais instantané. Le
14 partenariat avec Enbridge dans la commercialisation des thermostats intelligents a été
15 cité.

16 Énergir a récemment entrepris des pourparlers avec des détaillants et également des
17 manufacturiers en vue de rendre visibles les aides financières d'Énergir dans leurs magasins et
18 leurs sites internet. Ces partenariats impliqueraient d'utiliser les outils de promotion propre aux
19 détaillants et manufacturiers (en magasin et en ligne) pour mettre de l'avant les aides financières
20 d'Énergir. Énergir souhaite implanter de tels partenariats avec certains détaillants et
21 manufacturiers d'ici la fin de l'année 2024.

22 Énergir analyse également d'autres types de partenariats permettant d'offrir des rabais
23 instantanés, c'est-à-dire que les aides financières d'Énergir pour les thermostats intelligents
24 pourraient être versées aux clients au moment de l'achat du thermostat en magasin ou en ligne.
25 Actuellement, après avoir effectué l'achat du thermostat, le client transmet une demande de

⁵⁸ [Évaluation 2023, rapport d'évaluation Thermostats intelligents - volets résidentiel et Affaires, p.13.](#)

⁵⁹ [R-4209-2022, B-0099, Énergir-13, Document 4.](#)

1 subvention à Énergir avec la preuve d'achat et, par la suite, cette dernière verse l'appui financier
2 au client.

3 Bien que l'instantanéité du rabais soit fort attrayante pour les clients d'Énergir, l'enjeu principal
4 dans le développement de rabais instantanés est de s'assurer que seuls les clients admissibles
5 puissent bénéficier de ce rabais.

6 Enbridge a développé une approche intéressante pour résoudre cet enjeu qui consiste à émettre
7 un code unique associé au rabais lorsque le client en fait la demande sur le site internet du
8 distributeur gazier. Après avoir reçu son code unique du rabais d'Enbridge par courriel, le client
9 d'Enbridge peut utiliser ce code pour réduire le coût d'un thermostat intelligent lors de l'achat en
10 magasin ou en ligne auprès des détaillants et manufacturiers accrédités. Notons qu'un nombre
11 limité de manufacturiers et de détaillants ont la capacité d'accepter et de gérer des codes uniques.

12 Énergir a eu des discussions avec Enbridge et la firme qui gère les codes uniques pour Enbridge
13 dans le but de comprendre le fonctionnement opérationnel de cette approche et de connaître très
14 sommairement les coûts de développement et de déploiement. Il est important de noter que i) la
15 taille du marché québécois des clients résidentiel et petits Affaires utilisant le gaz naturel aux fins
16 de la chauffe des bâtiments représente seulement le dixième de celui du marché ontarien, et ii)
17 les coûts d'une telle approche sont importants.

18 Au cours de la prochaine année, Énergir poursuivra son étude sur la faisabilité économique,
19 opérationnelle et administrative afin de transposer cette approche dans le contexte québécois.
20 Advenant que les conclusions de cette étude soient positives, Énergir pourrait présenter les
21 éléments clés de sa stratégie associée aux rabais instantanés et les budgets additionnels requis
22 à la Régie dans un prochain dossier tarifaire.

8.3.3 Clients

23 À la suite des entrevues tenues au début de l'année 2022 auprès des installateurs, l'Évaluateur
24 mentionnait dans son rapport que ces derniers identifiaient le prix comme principale barrière à
25 l'adoption des thermostats intelligents⁶⁰ par les clients. Les installateurs récemment sondés par
26 Énergir ont confirmé que cette barrière était toujours importante.

⁶⁰ [Ibid., p. 17.](#)

1 Énergir offre actuellement une subvention de 100 \$ pour l'achat et l'installation des thermostats
2 intelligents dans le cadre des volets *Thermostats intelligents – résidentiel* et *Thermostats*
3 *intelligents – petits clients Affaires (projet pilote)*. Cet appui financier couvre 56 % et 71 % des
4 surcoûts, respectivement, pour les marchés résidentiel et Affaires. Énergir juge que cette
5 subvention est bien calibrée et qu'aucune modification n'est requise. De plus, seulement 8 % des
6 installateurs récemment sondés par Énergir sont d'avis que l'aide financière offerte est
7 insuffisante.

8 Énergir est d'avis que ses aides financières pour les thermostats intelligents doivent être mieux
9 connues après de sa clientèle compte tenu du faible niveau de participation. À cet effet, les
10 actions de communication suivantes sont prévues à titre illustratif :

- 11 • Accroître la promotion des volets et de l'aide financière dans les communications clients
12 comme les Bulletins bleus (infolettre), des mentions sur la facture et des publications sur
13 les réseaux sociaux;
- 14 • Bonifier les outils de vente utilisés par les représentants d'Énergir lors de leurs rencontres
15 clients (ex. présentation PowerPoint, dépliant) en vue de promouvoir davantage les volets;
- 16 • Intégrer les aides financières pour les thermostats intelligents dans tout le parcours de la
17 biénergie résidentielle et Affaires;
- 18 • Établir des partenariats avec des détaillants et des manufacturiers afin de rendre les aides
19 financières d'Énergir plus accessibles.

8.4 PROCHAINS TRAVAUX

20 Au cours des prochaines années, Énergir intensifiera ses stratégies de commercialisation visant
21 à atteindre et ultimement surpasser les cibles de participation aux volets *Thermostats intelligents*
22 *– résidentiel* et *Thermostats intelligents – petits clients Affaires (projet pilote)*. Énergir sera en
23 mode agile en suivant de près les résultats de participation et en ajustant, le cas échéant, ses
24 stratégies.

25 Énergir est d'avis que ces volets permettront à ses clients de mieux gérer leur consommation de
26 gaz naturel traditionnel, de GNR et de biénergie électricité-gaz naturel (traditionnel ou de source
27 renouvelable) en les encourageant à acquérir un thermostat intelligent. Cet équipement leur
28 permettra ainsi de réduire leur facture d'énergie et leurs émissions de GES.

1 En conformité avec le plan d'évaluation 2024-2027 des programmes et volets du PGEÉ approuvé
2 par la Régie⁶¹, l'évaluation des volets *Thermostats intelligents – résidentiel* et *Thermostats*
3 *intelligents – petits clients Affaires (projet pilote)* est en cours de la réalisation. Le rapport de
4 l'Évaluateur sera déposé à la Régie en décembre 2024 dans le cadre du Rapport annuel 2024.
5 Énergir sera à l'affût de toutes pistes d'amélioration des volets recommandées par l'Évaluateur,
6 incluant la comptabilisation des économies électriques des projets en mode biénergie dans les
7 bénéfiques énergétiques; ce qui pourrait potentiellement accroître la rentabilité des volets.

8 **Énergir demande à la Régie de prendre acte du suivi de la décision D-2023-102 et de s'en**
9 **déclarer satisfaite.**

9 TEST DU COÛT SOCIAL

9.1 CONTEXTE

10 Dans sa décision D-2023-127, la Régie approuvait l'intégration des BNÉ dans le calcul du TCTR
11 selon la méthodologie retenue par Énergir⁶² et désignait le TCTR avec BNÉ comme test de
12 rentabilité décisionnel⁶³.

13 Dans cette même décision établie dans le cadre de la Cause tarifaire 2023-2024, la Régie
14 mentionnait également :

15 *« [317] [...] la Régie juge qu'une réflexion sur l'ajout d'un TCS [test du coût social] en*
16 *complément du TCTR avec BNÉ devrait avoir lieu. Elle juge toutefois prématuré de*
17 *demander à Énergir de présenter, dès le prochain dossier tarifaire, les résultats d'un TCS*
18 *incluant le coût social du carbone, tel que proposé par le GRAME. Cependant, la Régie*
19 *demande à Énergir de présenter, au prochain dossier tarifaire, sa position à l'égard de l'ajout*
20 *d'un TCS, en complément du TCTR avec BNÉ, ainsi que l'approche à favoriser. »*

21 La présente section a pour objet de présenter le suivi demandé par la Régie en lien avec le TCS.

⁶¹ [D-2023-127, paragr. 294.](#)

⁶² [D-2023-127, paragr. 316.](#)

⁶³ [D-2023-127, paragr. 320.](#)

9.2 TCTR AVEC BNÉ

1 Avant d'aborder le TCS, il est important de rappeler la portée du TCTR avec BNÉ tel que reconnu
2 par la Régie. Le tableau 11 présente sommairement les variables clés et la méthode de calcul du
3 TCTR avec BNÉ pour un volet du PGEÉ.

4 Comme tout test économique du PGEÉ, le TCTR avec BNÉ est composé de coûts et de bénéfices
5 actualisés. Le résultat de ce test est exprimé sous deux formes : en dollars (\$), c'est-à-dire les
6 bénéfices actualisés moins les coûts actualisés, ou en ratio, soit les bénéfices actualisés divisés
7 par les coûts actualisés. Un résultat en dollars positif ou sous forme d'un ratio supérieur à 1
8 confirme une rentabilité favorable.

9 La composante « coût » comprend les surcoûts des mesures d'économies d'énergie et les frais
10 d'exploitation d'Énergir pour la gestion du volet, tandis que les bénéfices sont composés des
11 mètres cubes économisés, des coûts évités de gaz naturel et des BNÉ.

Tableau 11
Variables et calcul du TCTR avec BNÉ pour un volet du PGEÉ⁶⁴

Coûts⁶⁵	= VAN ⁶⁶ du surcoût net des mesures d'économies d'énergie ⁶⁷ à l'année t (\$) + VAN des frais d'exploitation d'Énergir à l'année t (\$)
Bénéfices⁶⁸	= Économies nettes ⁶⁹ à l'année t (m ³) x VAN à l'année t des coûts évités de gaz naturel en fonction de la durée de vie des mesures d'économies d'énergie (\$/m ³) x (1 + % BNÉ)
Taux d'actualisation nominal⁷⁰	Le taux d'actualisation nominal pour la détermination de la VAN est le taux en capital prospectif reconnu par la Régie lors du dossier tarifaire précédent
TCTR avec BNÉ (\$)	= bénéfices – coûts
TCTR avec BNÉ ratio	= bénéfices / coûts

⁶⁴ Pour des raisons de simplification, les bénéfices associés aux économies électriques ne sont pas présentés dans ce tableau. Notons qu'un nombre très limité de volets du PGEÉ se solde en des économies électriques.

⁶⁵ [R-4213-2022, B-0219, Énergir-J, Document 2, pp. 6-7.](#)

⁶⁶ VAN : valeur actualisée nette.

⁶⁷ Surcoût net des effets de distorsion (c.-à-d., opportunisme, entraînement, bénévolat).

⁶⁸ [R-4213-2022, B-0219, Énergir-J, Document 2, pp. 6-7.](#)

⁶⁹ Économies nettes des effets de distorsion (c.-à-d., opportunisme, entraînement, bénévolat).

⁷⁰ [R-4213-2022, B-0219, Énergir-J, Document 2, p. 100.](#)

1 Sur la base de la plus récente étude sur le sujet, les composantes retenues pour le calcul des
2 coûts évités de gaz naturel d'Énergir sont les coûts évités d'approvisionnement, de distribution et
3 de réduction des émissions de GES⁷¹. Ce dernier coût (le coût du carbone) a été estimé dans le
4 cadre de cette étude selon le prix du marché du SPEDE⁷².

5 En ce qui a trait aux BNÉ, la méthodologie consiste à bonifier les coûts évités de gaz naturel par
6 des ajouts génériques (exprimés en pourcentage) afin de refléter les divers BNÉ associés à
7 chacune des initiatives du PGEÉ générant des économies de gaz naturel⁷³. Ces ajouts
8 génériques couvrent les BNÉ des participants (ex. confort accru et amélioration de la qualité de
9 l'air intérieur) et les BNÉ de l'administrateur de programme (ex. réduction des risques liés à la
10 planification de l'offre-demande)⁷⁴. Soulignons que ces ajouts génériques reposent sur des BNÉ
11 mesurés découlant de travaux réalisés au Massachusetts et s'appuient sur une approche
12 conservatrice d'estimation⁷⁵. Quant aux BNÉ sociétaux, ils ne sont pas intégrés à ces ajouts
13 génériques après un examen de l'ensemble de ces bénéfiques sociétaux pour les raisons
14 suivantes⁷⁶ :

- 15 • Le coût du carbone est déjà reflété dans les coûts évités de gaz naturel d'Énergir et il est
16 donc important de ne pas considérer ce BNÉ en double;
- 17 • La réduction des autres types d'émissions atmosphériques (NO_x, SO₂, PM) de même que
18 la diminution du prix du gaz naturel à la suite de l'introduction d'initiatives en efficacité
19 énergétique ont des valeurs très marginales;
- 20 • L'impact économique s'accompagne d'une incertitude très élevée quant à la détermination
21 des données à partir de modèles macro-économiques et cet impact n'est pas intégré à
22 l'analyse de rentabilité des programmes d'économies d'énergie pour les régions étudiées
23 dans le cadre d'un balisage.

⁷¹ [R-4209-2022, B-0105, Énergir-13, Document 10, p. ii.](#)

⁷² [Ibid., p. 25.](#)

⁷³ [R-4312-2022, B-0219, Énergir-J, Document 2, p. 104.](#)

⁷⁴ [Analyse des bénéfiques non énergétiques des programmes d'efficacité énergétique, Dunsky, 2015, pp. 6 et 33.](#)

⁷⁵ [Ibid., p. 30.](#)

⁷⁶ [Ibid., pp. 29 et 31.](#)

9.3 PORTÉE DU TCS

1 Le TCS a pour objectif de déterminer si les bénéfices d'une initiative en efficacité énergétique
2 sont supérieurs aux coûts selon la perspective de la société⁷⁷, c.-à-d. pour tous les acteurs de la
3 société. Ce test fournit l'image la plus complète des impacts (bénéfices et coûts) associés à de
4 telles initiatives⁷⁸.

5 Notons que le TCS représente une variante du TCTR pour le régulateur californien, la *California*
6 *Public Utilities Commission*⁷⁹. Plus précisément, le TCS comprend tous les bénéfices du TCTR,
7 incluant les BNÉ pour les participants, l'administrateur de programmes et la société, et également
8 tous les coûts du TCTR⁸⁰. Le TCS est ainsi similaire au TCTR avec BNÉ avec, toutefois, deux
9 éléments distincts : le taux social d'actualisation et le coût social du carbone⁸¹. Ces éléments ont
10 pour effet d'accroître les bénéfices. Par conséquent, les bénéfices du TCS sont plus élevés que
11 ceux du TCTR avec BNÉ.

12 Le tableau 12 illustre les similitudes et les différences (voir encadré) entre le TCS appliqué au
13 contexte d'Énergir et le TCTR avec les BNÉ reconnu par la Régie et ce, au chapitre des variables
14 retenues et la méthode de calcul de ces tests économiques.

⁷⁷ National Standard Practice Manual for Benefit-Cost Analysis of Distributed Energy Resources, 2020, p. E-4.

⁷⁸ Ibid.

⁷⁹ Ibid.

⁸⁰ [Energy Efficiency Cost-Effectiveness Screening, How to Properly Account for 'Other Program Impacts' and Environmental Compliance Cost, 2012, p. 12.](#)

⁸¹ [CPUC, Décision 19-05-019, p. 3.](#) Soulignons que la CPUC mentionne un troisième élément : la qualité de l'air associée à la production d'électricité. Ce facteur n'a pas été retenu dans le contexte d'Énergir.

Tableau 12
Comparaison entre le TCTR avec BNÉ et le TCS pour un volet du PGEÉ⁸²

	TCTR avec BNÉ reconnu par la Régie	TCS
Coûts	= VAN du surcoût net des mesures d'économies d'énergie à l'année t (\$) + VAN des frais d'exploitation d'Énergir à l'année t (\$)	= VAN du surcoût net des mesures d'économies d'énergie à l'année t (\$) + VAN des frais d'exploitation d'Énergir à l'année t (\$)
Bénéfices	= Économies nettes à l'année t (m ³) x VAN à l'année t des coûts évités de gaz naturel en fonction de la durée de vie des mesures d'économies d'énergie (\$/m ³) x (1 + % BNÉ)	= Économies nettes à l'année t (m ³) x VAN à l'année t des coûts évités de gaz naturel en fonction de la durée de vie des mesures d'économies d'énergie (\$/m ³) x (1 + % BNÉ)
Coût évité du carbone	Basé sur le prix du marché du SPEDE	Basé sur le coût social du carbone
Taux d'actualisation nominal	Le taux d'actualisation nominal pour la détermination de la VAN est le taux en capital prospectif approuvé par la Régie au plus récent dossier tarifaire	Le taux d'actualisation nominal pour la détermination de la VAN est le taux social
Résultats du test	TCTR avec BNÉ (\$) = bénéfices – coûts TCTR avec BNÉ ratio = bénéfices / coûts	TCS (\$) = bénéfices – coûts TCS ratio = bénéfices / coûts

1 **Aux fins d'évaluer la rentabilité des initiatives du PGEÉ sur la base du TCS, Énergir**
2 **propose la méthodologie de calcul du TCS présentée au tableau 12.**

3 Le coût social du carbone et le taux social d'actualisation (deux intrants clés dans la détermination
4 du TCS) sont discutés, respectivement, dans les sections 9.3.1 et 9.3.2.

9.3.1 Coût social du carbone

5 Comme mentionné dans la section 9.3, une des composantes du coût évité du gaz naturel
6 d'Énergir est le coût du carbone. Afin d'être cohérent avec la perspective sociétale du TCS, le
7 coût social du carbone (CSC) est retenu. Le CSC est une mesure monétaire des dommages
8 prévus causés à l'échelle planétaire par les changements climatiques découlant de l'émission
9 d'une tonne supplémentaire de dioxyde de carbone (CO₂) dans l'atmosphère lors d'une année
10 donnée⁸³. En d'autres mots, le CSC est une mesure des dommages incrémentaux qui sont

⁸² Pour des raisons de simplification, les bénéfices associés aux économies électriques ne sont pas présentés dans ce tableau. Notons qu'un nombre très limité de volets du PGEÉ résulte en des économies électriques.

⁸³ [Mise à jour technique des estimations du coût social des gaz à effet de serre réalisées par Environnement et Changement climatique Canada, 2016, p. i.](#)

1 attendus d'une légère augmentation des émissions de CO₂ (ou inversement, les dommages
2 évités par une réduction des émissions de CO₂)⁸⁴.

3 Les estimations du CSC comprennent les dommages causés par un ensemble de répercussions
4 des changements climatiques, y compris entre autres les changements de la productivité agricole
5 nette, les effets sur la santé humaine, les dommages matériels dus à l'augmentation des risques
6 d'inondation, la perturbation des systèmes énergétiques, et la valeur des services
7 écosystémiques⁸⁵.

8 Par définition, le CSC est différent du prix du SPEDE, car ce dernier repose sur l'évaluation du
9 coût pour réduire les émissions de GES, tandis que le CSC vise à refléter les impacts monétaires
10 des émissions de GES.

11 En avril 2023, le gouvernement du Canada a mis à jour ses estimations du CSC découlant d'un
12 rapport préliminaire préparé par la *US Energy Protection* (EPA) en décembre 2022⁸⁶. Soulignons
13 que ce rapport s'appuie entre autres sur les recommandations de la *National Academies of*
14 *Science, Engineering, and Medicine*. Cette mise à jour du gouvernement canadien fournit une
15 orientation sur la manière d'appliquer les estimations du CSC lorsqu'il s'agit d'informer les
16 décideurs sur les répercussions des GES dans le cadre d'une proposition de politique, de
17 règlement ou de projet⁸⁷. Après avoir obtenu des commentaires du public et d'un comité d'experts,
18 EPA a publié son rapport final en décembre 2023⁸⁸.

19 Le graphique 4 présente les prévisions du CSC pour la période 2025-2050 du rapport final de
20 EPA pour trois scénarios de taux réel d'actualisation⁸⁹. Dans le processus de modélisation du
21 CSC, le flux de dommages futurs est actualisé à sa valeur présente dans l'année où l'unité
22 d'émission supplémentaire de GES est rejetée dans l'atmosphère⁹⁰. Ces taux sont basés sur le
23 taux social d'actualisation; sujet qui sera abordé dans la section suivante.

⁸⁴ Ibid.

⁸⁵ Ibid.

⁸⁶ [Coût social des émissions de gaz à effet de serre, Gouvernement du Canada, 2023.](#)

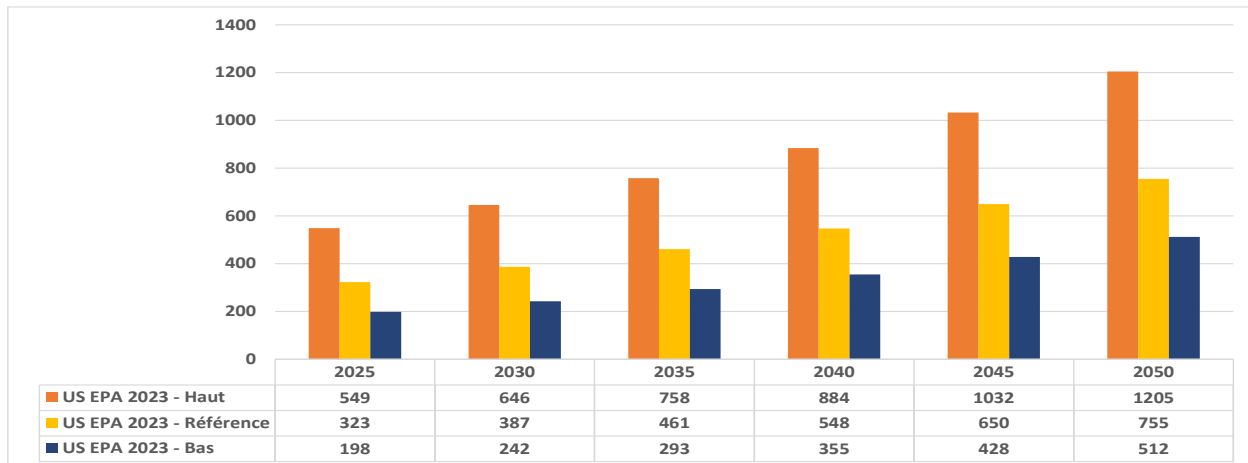
⁸⁷ Ibid.

⁸⁸ [EPA Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances, 2023.](#)

⁸⁹ Ibid., p. 154. Un taux de change de 1,38 \$ CDN/\$US et un taux d'inflation annuel de 2 % ont été utilisées pour les fins de conversion des \$ US 2020 en \$ CDN courant.

⁹⁰ Ibid., p. 62.

Graphique 4
CSC de EPA (\$CAN /tonne CO₂)



1 Le taux réel d'actualisation pour chacun des scénarios sont les suivants :

- 2 • Référence (valeurs de référence du CSC) : 2,0 %;
- 3 • Bas (valeurs basses du CSC) : 2,5 %;
- 4 • Haut (valeurs hautes du CSC) : 1,5 %

5 Sous le scénario de référence, la valeur du CSC fait plus que doubler entre 2025 et 2050, passant
6 de 323 \$CAN/tonne CO₂ en 2025 à 755 \$CAN/tonne CO₂ en 2050. Au cours de la période, le
7 CSC est en moyenne supérieur de 64 % et inférieur de 38 % pour, respectivement, les scénarios
8 haut et bas comparativement au scénario de référence. Les résultats des différents scénarios
9 illustrent la sensibilité de l'estimation du CSC face aux taux d'actualisation qui varient relativement
10 peu, soit entre 1,5 % et 2,5 %.

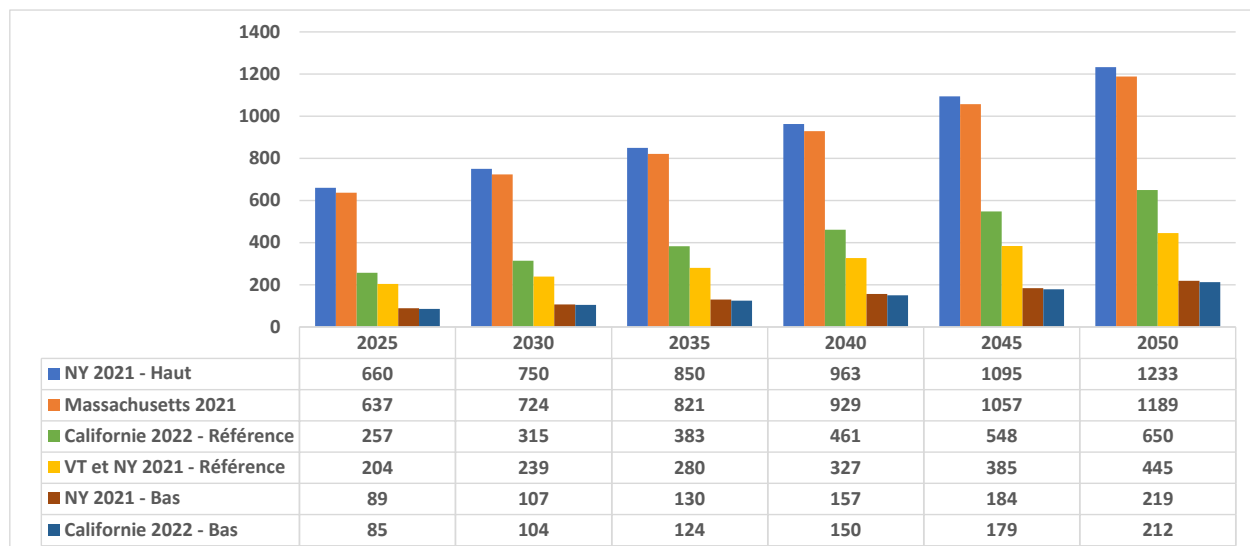
11 Les valeurs du CSC pour les divers scénarios sont significativement plus élevées que le prix
12 actuel du SPEDE d'environ 55 \$CAN/tonne CO₂. Toutes choses égales par ailleurs, les bénéfices
13 du TCS qui reposent sur le CSC sont ainsi plus élevés que ceux du TCTR avec BNÉ qui
14 s'appuient sur le prix du SPEDE.

15 Rappelons que plus le taux d'actualisation réel est bas, plus les impacts futurs ont un poids
16 important et plus les valeurs du CSC augmentent. Par conséquent, les valeurs du CSC du
17 scénario haut avec un taux d'actualisation réel de 1,5 % sont supérieures à celles du scénario de

1 référence qui utilise un taux d'actualisation réel de 2,0 % et ces dernières valeurs du CSC sont
2 plus élevées que celles du scénario bas qui reposent sur un taux réel d'actualisation de 2,5 %.

3 Énergir a effectué un balisage pour comparer les prévisions de la EPA avec celles de quatre États
4 américains qui sont des leaders dans le domaine de l'efficacité énergétique : Massachusetts⁹¹,
5 New York^{92 93}, Vermont⁹⁴, et Californie⁹⁵. Soulignons que peu de régions aux États-Unis et aucune
6 province au Canada se sont penchées sur l'estimation du CSC. Les résultats de ce balisage sont
7 présentés dans le graphique 5 ci-dessous.

Graphique 5
CSC du balisage (\$CAN/tonne CO₂)



8 Force est de constater qu'il existe une grande variabilité dans l'estimation du CSC; variation qui
9 s'explique en partie par le taux d'actualisation retenu. Toutefois, les valeurs moyennes du
10 balisage représentent près de 90 % en moyenne des valeurs du scénario de référence de EPA

⁹¹ [Supplemental Study Update to Social Cost of Carbon, AESC 2021, p. 18](#). Notons qu'un seul scénario de valeurs de CSC a été développé pour le Massachusetts.

⁹² [Establishing a Value of Carbon: Guidelines for use of State Agencies, New York Department of Environmental Conservation, Août 2023](#).

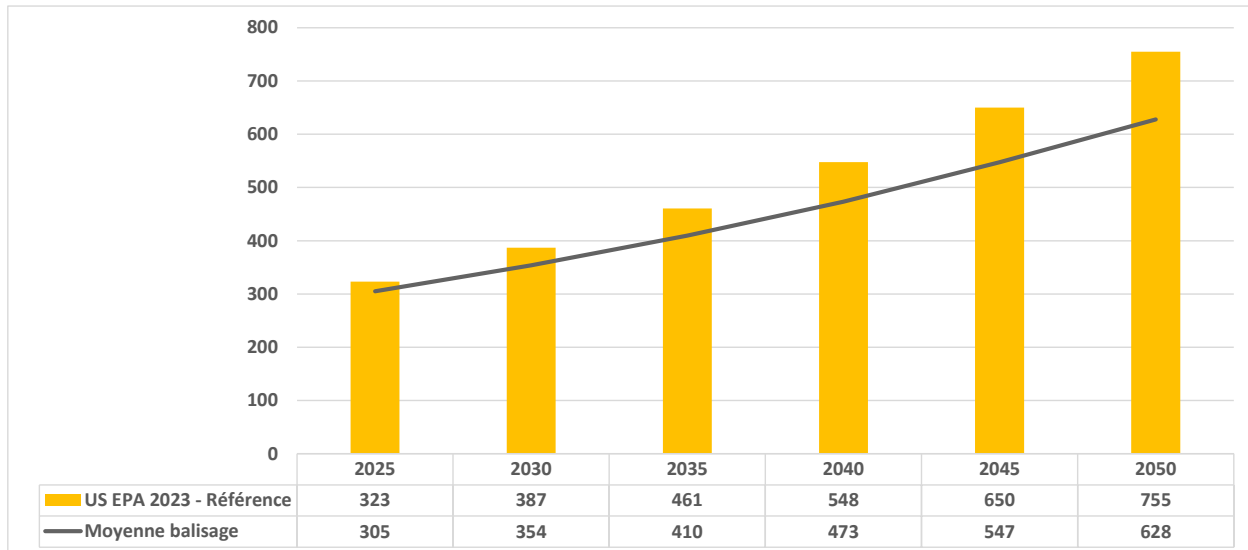
⁹³ [Appendix: Annual Social Cost Estimates, New York Department of Environmental Conservation, Août 2023, p. 2](#).

⁹⁴ [Le Vermont a retenu les valeurs du CSC du scénario de référence estimées par l'État de New York](#).

⁹⁵ [Societal Cost Test Impact Evaluation, CPUC staff report, Janvier 2022, p. 13](#). La Californie a sélectionné deux scénarios estimés par le Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases, United States Government en 2021.

- 1 au cours de la période 2025-2050, ce qui permet de confirmer la raisonnable des prévisions de
 2 cette dernière.

Graphique 6
CSC – moyenne du balisage et US EPA référence (\$CAN/tonne CO₂)



- 3 **En conclusion, Énergir propose que les valeurs du CSC du scénario de référence de EPA**
 4 **soient retenues pour les fins du calcul du TCS pour les initiatives du PGEÉ,** car ces
 5 prévisions de EPA sont similaires à la moyenne des valeurs du CSC balisées et reposent sur une
 6 étude très récente et rigoureuse sur le sujet.

9.3.2 Taux social d'actualisation

- 7 Comme indiqué au tableau 12, le taux d'actualisation pour la détermination de la VAN des coûts
 8 et des bénéfices d'un volet du PGEÉ dans le cadre du TCS est le taux social. Ce taux vise à
 9 refléter la perspective sociétale du TCS⁹⁶. Le taux social d'actualisation représente plus que le
 10 coût en capital; il reflète également les valeurs et les priorités de la société, telles que les
 11 bénéfices à long terme pour la société, atteindre des objectifs sociétaux et répondre aux besoins
 12 et aux intérêts de multiples parties au sein de la société⁹⁷.

⁹⁶ National Standard Practice Manual for Benefit-Cost Analysis of Distributed Energy Resources, 2020, p. G-4.

⁹⁷ Idid., p. G-5.

1 Dans le cadre de ses travaux, EPA a effectué une revue exhaustive de la littérature sur le taux
 2 social d'actualisation et une valeur médiane de 2 % (en termes réels) se dégage de la littérature
 3 académique universitaire⁹⁸. EPA a ainsi retenu une valeur de 2 % comme taux d'actualisation en
 4 vue de l'estimation du CSC dans le cadre du scénario de référence.

5 Notons que la médiane des valeurs de référence du taux réel social d'actualisation pour les États
 6 américains du balisage présenté précédemment est également de 2,0 %.

7 Le tableau 13 ci-dessous présente un sommaire des valeurs de la littérature et du balisage du
 8 taux social d'actualisation en termes réels et nominaux. Notons qu'Énergir a converti les taux
 9 réels d'actualisation retenus dans les diverses études présentées précédemment en des taux
 10 nominaux afin d'être en mesure de les comparer avec le taux nominal d'actualisation utilisé par
 11 Énergir dans son analyse du TCTR avec BNÉ⁹⁹.

Tableau 13
Taux social d'actualisation¹⁰⁰

	En termes réel	En termes nominal
Médiane littérature (EPA)	2,00%	4,04%
Balisage (Énergir)		
Californie	3,00%	5,06%
New York	2,00%	4,04%
Vermont	2,00%	4,04%
Médiane	2,00%	4,04%
Massachusetts	1,00%	3,02%

12 Toutes les valeurs du taux nominal social d'actualisation répertoriées sont inférieures au taux
 13 nominal en capital prospectif d'Énergir qui est actuellement de 6,23 %¹⁰¹ pour le calcul du TCTR
 14 avec BNÉ dans le cadre du présent dossier.

⁹⁸ [EPA Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances, 2023, p. 69.](#)

⁹⁹ Les taux réels d'actualisation ont été convertis en taux nominal en utilisant [l'équation de Fisher](#) et en supposant un taux d'inflation de 2,0 %.

¹⁰⁰ Californie: [Societal Cost Test Impact Evaluation, CPUC staff report, Janvier 2022, p. 15.](#) New York: [Establishing a Value of Carbon: Guidelines for use of State Agencies, New York Department of Environmental Conservation, Août 2023, p. 21.](#) Vermont: [Vermont Climate Council Adopts New York's Valuation of the Social Cost of Carbon.](#) Massachusetts: [Supplemental Study Update to Social Cost of Carbon, AESC 2021, p. 17.](#)

¹⁰¹ [D-2023-127, paragr. 214.](#)

1 Rappelons que plus le taux d'actualisation est bas, plus les bénéfices futurs ont un poids
2 important et, par conséquent, plus la rentabilité d'un volet du PGEÉ est grande, toutes choses
3 égales par ailleurs.

4 **Énergir propose un taux nominal social d'actualisation de 4,04 % à titre d'intrant pour le**
5 **calcul du TCS pour les initiatives du PGEÉ puisque cette valeur reflète les médianes**
6 **répertoriées dans la littérature et le balisage.**

9.3.3 Proposition

7 Comme mentionné précédemment, **Énergir propose ainsi de retenir les éléments suivants**
8 **pour les fins du calcul du TCS pour les initiatives du PGEÉ :**

- 9 • **la méthodologie de détermination du TCS présentée dans le tableau 12;**
- 10 • **les valeurs du CSC du scénario de référence de EPA;**
- 11 • **un taux nominal social d'actualisation de 4,04 %.**

12 À titre d'exemple, le tableau 14 présente les résultats du TCS ratio et du TCTR ratio avec BNÉ
13 pour l'année 2024-2025 et pour les volets pour lequel des ajustements à la marge sont présentés
14 dans le cadre du présent dossier.

Tableau 14
Tests de rentabilité pour l'année 2024-2025

Volet	TCTR ratio avec BNÉ	TCS ratio	Variation
Infrarouge	5,05	11,03	118%
Hotte à débit variable	3,24	5,28	63%
Remise au point des systèmes mécaniques	1,42	2,38	68%

15 Comme illustré, le TCS ratio pour chacun des volets est plus élevé que le TCTR ratio avec BNÉ.
16 En moyenne, le TCS ratio est supérieur de 83 %.

17 **Pour conclure, Énergir accueille positivement l'usage du TCS qui présente une information**
18 **additionnelle pertinente sur la rentabilité des initiatives du PGEÉ sous un angle plus large**
19 **que le TCTR avec BNÉ.**

1 De plus, dans un contexte où les impacts des changements climatiques ont des effets à
2 long terme, dont les coûts sociaux seront de plus en plus importants, Énergir est d'avis
3 que l'utilisation du TCS permettrait de considérer plus adéquatement ces coûts évités
4 dans l'évaluation de la rentabilité des initiatives de son PGEÉ et serait favorable à
5 considérer le TCS comme test décisionnel.

6 Énergir demande à la Régie de prendre acte du suivi portant sur le TCS et de se déclarer
7 satisfaite.

10 TAUX DE COUVERTURE DES SURCOÛTS PAR LES AIDES FINANCIÈRES

8 Le surcoût des mesures d'efficacité énergétique constitue une barrière majeure à l'implantation
9 des mesures d'économies d'énergie qui est soulevée de manière récurrente dans les rapports
10 d'évaluation des différents volets des programmes du PGEÉ d'Énergir déposés à la Régie. Bien
11 qu'il y ait d'autres barrières, celle touchant le surcoût demeure de loin la plus importante selon
12 les clients et les partenaires d'Énergir consultés dans le cadre de ces évaluations. Notons que la
13 barrière du surcoût se retrouve dans tous les secteurs : résidentiel, commercial, institutionnel et
14 industriel.

15 Énergir s'est toujours montrée soucieuse à ce que les aides financières du PGEÉ soient bien
16 calibrées par rapport aux surcoûts dans le but d'inciter ses clients à participer aux programmes
17 d'économies d'énergie et à réduire ainsi leur facture de gaz naturel et leurs émissions de GES.

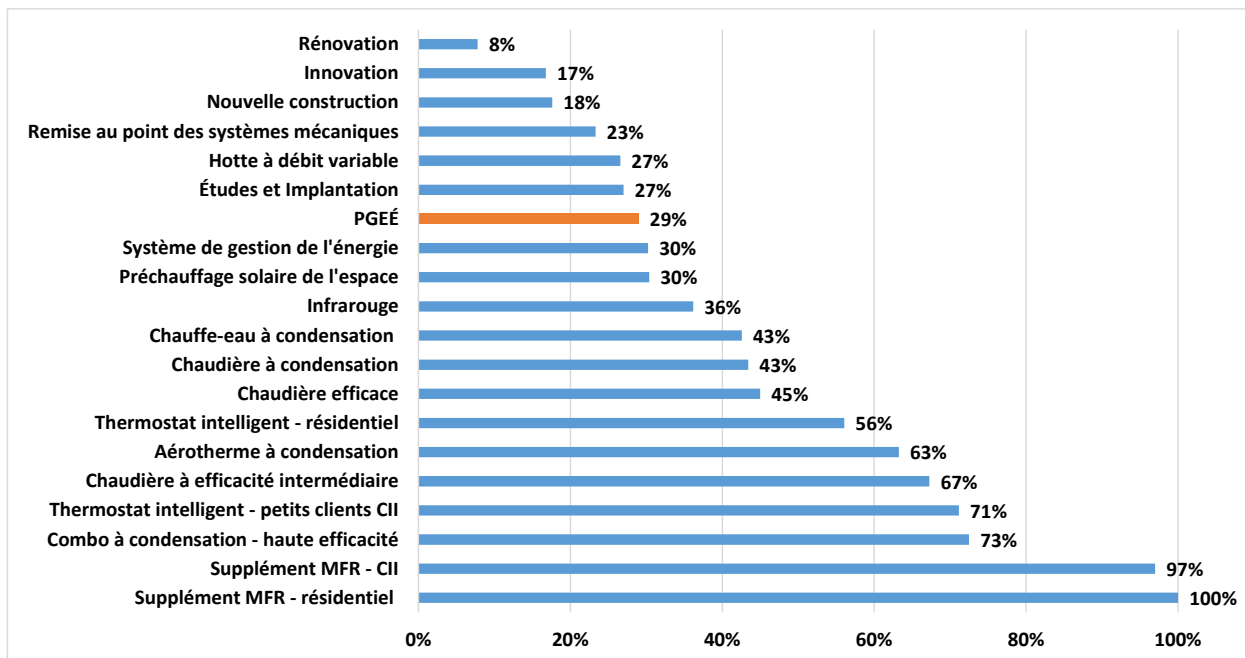
18 Cette calibration est d'autant plus importante dans le contexte où Énergir s'est fixé un objectif
19 ambitieux visant à éviter 1 million de tonnes de GES au cours de la période 2021-2030 grâce à
20 ses efforts en efficacité énergétique. Énergir souhaite donc réaliser en 10 ans l'équivalent des
21 réalisations des 20 dernières années, ce qui illustre bien l'ampleur de ce défi à l'horizon 2030.

22 Le graphique 7 présente le niveau actuel de la couverture des surcoûts par les aides financières
23 pour tous les volets du PGEÉ. Les taux présentés découlent des données réelles présentées
24 dans le Rapport annuel 2023 du PGEÉ¹⁰² afin de brosser le portrait le plus juste possible. Les

¹⁰² R-4242-2023, B-0155, Énergir-13, Document 2 et B-0156, Énergir-13, Document 3.

- 1 taux de couverture ne couvrent pas ainsi les modifications proposées aux modalités financières
2 dans le présent dossier.

Graphique 7
Taux de couverture des surcoûts par les aides financières
pour les volets et sous-volets du PGEÉ¹⁰³



- 3 Comme illustré, il existe une grande variabilité de la couverture des surcoûts par les aides
4 financières, allant de 8 % pour le volet *Rénovation* à 100 % pour le volet *Supplément*
5 *MFR – résidentiel*. La couverture moyenne des surcoûts par les appuis financiers du PGEÉ est
6 de 29 %¹⁰⁴.

- 7 Au cours de l'année 2024, Énergir poursuivra des travaux en vue de s'assurer que les aides
8 financières de tous les volets actuels du PGEÉ soient bien calibrées de façon à mettre en place
9 les outils nécessaires à l'atteinte de l'objectif ambitieux de réduction de GES pour le PGEÉ
10 d'ici 2030.

¹⁰⁴ Moyenne pondérée en fonction des aides financières réelles 2022-2023 des volets du PGEÉ.

1 Au terme de ces travaux, Énergir pourrait présenter à la Régie des propositions visant à ajuster
2 les modalités d'aide financière pour un ou plusieurs volets dans le cadre de la Cause tarifaire
3 2025-2026.

4 **Par conséquent, Énergir demande à la Régie de prendre acte du niveau actuel de**
5 **couverture des surcoûts par les aides financières des volets des programmes du PGEÉ**
6 **d'Énergir.**

11 CONCLUSION

1 Énergir demande à la Régie d':

- 2 ➤ Approuver une augmentation de 0,2 M\$ à la marge du budget 2024-2025 de 60,0 M\$
3 déjà approuvé par la Régie au dossier R-4213-2022;
- 4 ➤ Établir, aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2024-2025, le budget
5 global du PGEÉ à 60,2 M\$, incluant 54,0 M\$ en aides financières et 6,2 M\$ en
6 dépenses d'exploitation;
- 7 ➤ Approuver les modifications proposées aux modalités des volets existants
8 *Infrarouge, Hotte à débit variable, Remise au point des systèmes mécaniques et*
9 *Nouvelle construction*;
- 10 ➤ Prendre acte et de se déclarer satisfaite des suivis des décisions D-2023-102 et
11 D-2023-127 concernant, respectivement, les volets *Thermostats intelligents –*
12 *résidentiel et petits clients CII* et le TCS;
- 13 ➤ Prendre acte du niveau actuel de couverture des surcoûts par les aides financières
14 des volets des programmes du PGEÉ d'Énergir.

Annexe A : Fiches des volets visés par des modifications

Fiche du volet *Infrarouge*

	Prévision 2024-2025	Prévision 2025-2026
Paramètres		
Gain unitaire (m ³ /Btu/h)	0,00737	0,00737
Puissance de l'appareil (Btu/h)	139 570	139 570
Économies unitaires (m ³)	1 029	1 029
Coût incrémental (\$)	1 340	1 340
Opportunisme (%)	23	23
Entraînement (%)	5	5
Bénévolat (m ³)	0	0
Durée de vie (année)	17	17
Participation et économies d'énergie		
Nombre de participants	375	405
Économies brutes totales (m ³)	385 738	416 597
Économies nettes totales (m ³)	316 305	341 609
Aide financière		
Aide financière unitaire (\$)	618	770
Aide financière totale (\$)	231 635	311 694
Frais d'exploitation		
Développement & formation (\$)	6 296	7 593
Commercialisation (\$)	20 387	24 867
Suivi & évaluation (\$)	5 556	9 785
Administration (\$)	49 112	54 699
Frais d'exploitation total (\$)	81 351	96 943
Coût total du volet		
Aide financière totale (\$)	231 635	311 694
Frais d'exploitation total (\$)	81 351	96 943
Coûts totaux (\$)	312 985	408 638
Analyse économique		
TCTR (\$)	1 883 204	2 191 540
TCTR ratio	5,05	5,30
TP (\$)	2 071 589	2 450 124
TP ratio	5,64	6,09
TNT (\$)	-305 019	-389 726
TNT ratio	0,87	0,85
TAP (\$)	1 694 920	1 904 915
TAP ratio	6,75	5,95

Fiche du volet *Hotte à débit variable*

	Prévision 2024-2025	Prévision 2025-2026
Paramètres		
Facteur d'économies (%)	28,5 %	29 %
Puissance de l'appareil : PCM du système de ventilation (pi ³ /min)	7 461	7 461
Consommation moy. de l'appareil de compensation d'air frais (m ³)	48 303	48 303
Économies unitaires (m ³)	5 416	5 416
Coût incrémental (\$)	22 271	22 271
Opportunisme (%)	14	14
Entraînement (%)	0	0
Bénévolat (m ³)	0	0
Durée de vie (année)	15	15
Économies unitaires - électricité (kWh)	21 257	21 257
Participation et économies d'énergie		
Nombre de participants	45	53
Économies brutes totales (m ³)	243 736	287 067
Économies nettes totales (m ³)	209 613	246 877
Économies nettes totales - électricité (kWh)	822 660	968 911
Aide financière		
Aide financière unitaire (\$)	6 446	8 528
Aide financière totale (\$)	290 050	451 962
Frais d'exploitation		
Développement & formation (\$)	6 296	7 593
Commercialisation (\$)	20 387	24 867
Suivi & évaluation (\$)	5 556	9 785
Administration (\$)	<u>98 224</u>	<u>109 398</u>
Frais d'exploitation total (\$)	130 463	151 642
Coût total du volet		
Aide financière totale (\$)	290 050	451 962
Frais d'exploitation total (\$)	<u>130 463</u>	<u>151 642</u>
Coûts totaux (\$)	420 513	603 605
Analyse économique		
TCTR (\$)	2 088 671	2 677 085
TCTR ratio	3,24	3,44
TP (\$)	1 811 805	2 384 577
TP ratio	2,94	3,17
TNT (\$)	-600 175	-817 170
TNT ratio	0,66	0,64
TAP (\$)	756 540	880 395
TAP ratio	2,91	2,55

Fiche du volet *Remise au point des systèmes mécaniques*

	Prévision 2024-2025	Prévision 2025-2026
Paramètres		
Économies unitaires (m ³)	29 056	28 634
Coût incrémental (\$)	96 200	96 200
Opportunisme (%)	15	15
Entraînement (%)	3	3
Bénévolat (m ³)	77 957	77 957
Durée de vie (année)	7	7
Économies unitaires - électricité (kWh)	139 555	137 530
Participation et économies d'énergie		
Nombre de participants	23	23
Économies brutes totales (m ³)	668 287	658 592
Économies nettes totales (m ³)	666 050	657 518
Économies nettes totales - électricité (kWh)	2 824 595	2 783 617
Aide financière		
Aide financière unitaire (\$)	18 719	19 084
Aide financière totale (\$)	430 548	438 932
Frais d'exploitation		
Développement & formation (\$)	6 296	7 593
Commercialisation (\$)	20 387	24 867
Suivi & évaluation (\$)	156 556	9 785
Administration (\$)	<u>196 449</u>	<u>218 796</u>
Frais d'exploitation total (\$)	379 687	261 040
Coût total du volet		
Aide financière totale (\$)	430 548	438 932
Frais d'exploitation total (\$)	<u>379 687</u>	<u>261 040</u>
Coûts totaux (\$)	810 236	699 972
Analyse économique		
TCTR (\$)	1 022 580	941 246
TCTR ratio	1,42	1,40
TP (\$)	1 548 231	1 670 993
TP ratio	1,65	1,70
TNT (\$)	-765 250	-675 590
TNT ratio	0,68	0,72
TAP (\$)	877 134	1 048 781
TAP ratio	2,15	2,59

Annexe B : TCTR avec et sans BNÉ

TCTR avec BNÉ

1 Le TCTR avec les BNÉ est le test économique décisionnel reconnu par la Régie pour évaluer la
2 rentabilité du PGEÉ d'Énergir¹⁰⁵. En ce qui a trait aux BNÉ, comme mentionné à la section 9.2 du
3 présent document, la méthodologie retenue par Énergir consiste à bonifier les coûts évités de
4 gaz naturel par des ajouts génériques (exprimés en pourcentage) afin de refléter les divers BNÉ
5 associés à chacune des initiatives du PGEÉ générant des économies de gaz naturel. Les valeurs
6 des ajouts génériques retenues pour chacun des volets du PGEÉ sont celles présentées dans le
7 cadre du dossier tarifaire 2023-2024¹⁰⁶.

8 Notons que les autres intrants clés suivants ont été retenus pour le calcul du TCTR :

- 9 • Le taux d'actualisation nominal est le coût du capital prospectif de 6,23 % autorisé par la
10 Régie dans sa décision D-2023-127¹⁰⁷;
- 11 • Les coûts évités de gaz naturel utilisés sont ceux du scénario « trajectoire actuelle » de
12 la plus récente étude sur le sujet¹⁰⁸ pour lequel Énergir a actualisé les divers intrants de
13 ce scénario;
- 14 • Puisque certaines initiatives du PGEÉ d'Énergir générant des économies électriques, les
15 coûts évités d'électricité d'Hydro-Québec ont été utilisés¹⁰⁹.

16 Les résultats du TCTR avec BNÉ pour l'année 2024-2025 pour les trois volets du PGEÉ
17 présentés à l'annexe A sont reproduits dans la deuxième colonne du tableau B1 de la page
18 suivante.

TCTR sans BNÉ

19 En conformité avec la Décision D-2023-127¹¹⁰, Énergir a calculé le TCTR sans BNÉ pour ces
20 trois volets du PGEÉ pour l'année 2024-2025. Les résultats du TCTR sans BNÉ sont illustrés
21 dans la troisième colonne du tableau B1 de la page suivante.

¹⁰⁵ [D-2023-127, paragr. 320.](#)

¹⁰⁶ [R-4213-2022, B-0219, Énergir-J, Document 2, p. 106.](#)

¹⁰⁷ [D-2023-127, paragr. 214.](#)

¹⁰⁸ R-4209-2022, B-0105, Énergir-13, Document 10.

¹⁰⁹ R-4169-2021, Phase 1, B-0082, HQD-Énergir-2, Document 2, Annexe Q-3.4.1.

¹¹⁰ [D-2023-127, paragr. 320.](#)

- 1 Sans les BNÉ, la rentabilité des trois volets diminue entre 3 % et 15 %, mais demeure positive
- 2 avec un TCTR ratio supérieur à 1, ce qui démontre la robustesse de ces volets d'un point de vue
- 3 économique.

Tableau B-1
TCTR ratio 2024-2025 avec et sans BNÉ

Volet	TCTR ratio avec BNÉ	TCTR ratio sans BNÉ	Variation
Infrarouge	5,05	4,28	-15%
Hotte à débit variable	3,24	3,01	-7%
Remise au point des systèmes mécaniques	1,42	1,38	-3%