

**OFFRE TARIFAIRE ET COMMERCIALE BIÉNERGIE POUR LA
CLIENTÈLE COMMERCIALE ET INSTITUTIONNELLE**

COMPLÉMENT DE PREUVE

TABLE DES MATIÈRES

1	IMPACT DU NOUVEAU TARIF BIÉNERGIE SUR LE REVENU REQUIS D’HQ	3
2	IMPACTS FINANCIERS DE L’ANNULATION DES FRAIS ASSOCIÉS AUX TRAVAUX ÉLECTRIQUES DE LA CLIENTÈLE CI	10

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Utilisation de l’énergie pour le chauffage des espaces Secteur commercial et institutionnel – Québec (2019)	8
------------	---	---

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Taux d’inflation et d’indexation	4
Tableau 2 :	Revenus marginaux (¢2022/kWh)	4
Tableau 3 :	Revenus additionnels (M\$)	4
Tableau 4 :	Coûts marginaux en énergie (¢/kWh).....	5
Tableau 5 :	coûts marginaux en énergie (M\$).....	5
Tableau 6 :	coûts marginaux en puissance (\$2022/kW).....	5
Tableau 7 :	coûts marginaux en puissance (M\$).....	6
Tableau 8 :	coûts marginaux en transport et en distribution (\$2022/kW).....	6
Tableau 9 :	coûts marginaux en transport et en distribution (M\$).....	6
Tableau 10 :	Impact sur les revenus requis (M\$)	7
Tableau 11 :	Impact potentiel de la conversion du chauffage aux combustibles autres que le gaz naturel à la biénergie – 2030	10
Tableau 12 :	Analyse des demandes d’alimentation de la clientèle autre que résidentielle	11

Introduction

1 Dans sa décision D-2022-142¹, la Régie demande à Hydro-Québec dans ses activités de
2 distribution d'électricité (« Hydro-Québec » ou « HQ ») de déposer un complément de preuve
3 présentant :

- 4 • les impacts du nouveau tarif biénergie CI sur son revenu requis (voir section 1) ;
- 5 • des précisions sur l'impact financier de l'annulation des frais associés aux travaux
6 électriques sur la clientèle CI (voir section 2) ;
- 7 • les chiffriers Excel des tableaux 5 à 9 de la pièce [HQD-Énergir-8, document 1 \(B-0113\)](#)
8 présentant l'analyse des coûts de cas types (voir fichier Excel HQD-Énergir-8,
9 document 3).

1 IMPACT DU NOUVEAU TARIF BIÉNERGIE SUR LE REVENU REQUIS D'HQ

10 HQ a actualisé les analyses réalisées dans le cadre de la phase 1 du présent dossier, en
11 mettant à jour certains paramètres. Elle n'a toutefois pas revu les hypothèses quant au rythme
12 de déploiement (volumes) de la biénergie².

13 En ce qui a trait aux revenus, HQ avait utilisé aux fins de ses analyses un prix moyen de
14 l'énergie de 5,78 ¢/kWh. L'écart est donc minime par rapport au 5,81 ¢/kWh proposé en
15 phase 2, attribuable simplement à l'hypothèse d'inflation utilisée originellement. Elle prévoyait
16 également appliquer ce prix à toute la consommation associée au chauffage de l'espace, ce
17 qui correspond aux modalités des tarifs proposés.

18 Les autres composantes tarifaires n'affectent pas l'analyse économique. Notamment, le prix
19 de l'énergie en pointe n'est pas un facteur déterminant en raison de la faible consommation à
20 ce prix. Quant à la consommation hors période de chauffage, elle se fait à un prix équivalent
21 à celui du tarif général applicable et ne touche pas le chauffage des espaces.

22 Sur le plan des coûts, les hypothèses relatives aux coûts évités en énergie et en puissance
23 sont essentiellement celles utilisées lors de la première analyse, les écarts minimes étant là
24 encore attribuables à l'inflation. Il en est de même pour les coûts de transport et de distribution,
25 de surcroît relativement peu importants dans le cas du scénario biénergie.

26 Les paramètres ajustés, de même que les résultats de l'analyse sont présentés aux tableaux
27 suivants.

¹ Décision [D-2022-142](#), paragraphe 110.

² Voir la pièce [HQD-Énergir-1, document 1 \(B-0034\)](#), tableaux 13 et 14.

**TABLEAU 1 :
TAUX D'INFLATION ET D'INDEXATION**

	Septembre 2021			Décembre 2022		
	2023	2024	2025 et +	2023	2024	2025 et +
Taux d'inflation	2,0%	2,0%	2,0%	3,4%	2,0%	2,0%
Indexation des tarifs						
domestiques	2,0%	2,0%	2,0%	3,0%	3,0%	2,0%
généraux	2,0%	2,0%	2,0%	6,5%	3,4%	2,0%

**TABLEAU 2 :
REVENUS MARGINAUX
(¢₂₀₂₂/KWH)**

	Septembre 2021		Décembre 2022	
	Espace	Eau	Espace	Eau
Tarif G		10,50		10,56
Tarif M (commerciale)	5,78	8,40	5,81	8,45
Tarif M (institutionnelle)		8,47		8,52

**TABLEAU 3 :
REVENUS ADDITIONNELS
(M\$)**

	Septembre 2021		Décembre 2022	
	2025	2030	2025	2030
Commerciale (G)	4	10	4	11
espace	3	7	3	7
eau	1	3	1	3
Commerciale (M)	9	22	9	23
espace	6	16	7	17
eau	2	6	2	6
Institutionnelle (M)	15	38	16	40
espace	14	34	14	36
eau	2	4	2	4
Total	28	69	30	74
espace	23	56	24	60
eau	5	13	6	14

TABLEAU 4 :
COÛTS MARGINAUX EN ÉNERGIE
(¢/kWh)

	Septembre 2021		Décembre 2022	
	2022	2030	2022	2030
Tarif G				
espace	4,31	10,47	4,21	10,76
eau	3,98	10,73	4,00	11,09
Tarif M				
espace	4,32	10,51	4,23	10,80
eau	4,04	10,80	4,05	11,11

TABLEAU 5 :
COÛTS MARGINAUX EN ÉNERGIE
(M\$)

	Septembre 2021		Décembre 2022	
	2025	2030	2025	2030
Commerciale (G)	3	13	3	14
espace	2	11	2	11
eau	0	3	0	3
Commerciale (M)	6	31	6	32
espace	5	25	5	25
eau	1	6	1	6
Institutionnelle (M)	11	57	11	58
espace	10	52	10	53
eau	1	5	1	5
Total	19	101	19	104
espace	17	87	17	90
eau	2	13	2	14

TABLEAU 6 :
COÛTS MARGINAUX EN PUISSANCE
(\$₂₀₂₂/kW)

	Septembre 2021	Décembre 2022
Court terme	20,8	20,0
Long terme	120,7	122,0

TABLEAU 7 :
COÛTS MARGINAUX EN PUISSANCE
(M\$)

	Septembre 2021		Décembre 2022	
	2025	2030	2025	2030
Commerciale (G)	0	1	0	1
espace	-	-	-	-
eau	0	1	0	1
Commerciale (M)	0	1	1	2
espace	-	-	-	-
eau	0	1	1	2
Institutionnelle (M)	0	1	0	1
espace	-	-	-	-
eau	0	1	0	1
Total	0	3	1	3
espace	-	-	-	-
eau	0	3	1	3

TABLEAU 8 :
COÛTS MARGINAUX EN TRANSPORT ET EN DISTRIBUTION
(\$₂₀₂₂/kW)

	Septembre 2021	Décembre 2022
Transport	51,1	54,9
Distribution	17,7	19,4

TABLEAU 9 :
COÛTS MARGINAUX EN TRANSPORT ET EN DISTRIBUTION
(M\$)

	Septembre 2021		Décembre 2022	
	2025	2030	2025	2030
Commerciale (G)	2	4	2	4
espace	1	4	2	4
eau	0	0	0	0
Commerciale (M)	4	9	4	10
espace	3	8	4	9
eau	0	1	0	1
Institutionnelle (M)	7	17	8	19
espace	7	17	7	18
eau	0	1	0	1
Total	12	31	14	34
espace	12	29	13	32
eau	1	2	1	2

TABLEAU 10 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS
(M\$)

	Septembre 2021		Décembre 2022	
	2025	2030	2025	2030
Commerciale (G)				
Revenus	4	10	4	11
Coûts	4	18	5	19
énergie	3	13	3	14
puissance	0	1	0	1
T&D	2	4	2	4
Total	(0)	(8)	(0)	(8)
Commerciale (M)				
Revenus	9	22	9	23
Coûts	10	42	11	44
énergie	6	31	6	32
puissance	0	1	1	2
T&D	4	9	4	10
Total	(1)	(20)	(1)	(21)
Institutionnelle (M)				
Revenus	15	38	16	40
Coûts	18	75	19	78
énergie	11	57	11	58
puissance	0	1	0	1
T&D	7	17	8	19
Total	(3)	(37)	(3)	(38)
TOTAL				
Revenus	28	69	30	74
Coûts	32	135	34	141
énergie	19	101	19	104
puissance	0	3	1	3
T&D	12	31	14	34
Total	(4)	(65)	(4)	(67)

1 On constate que l'impact de l'ajustement des paramètres sur les revenus requis est au plus
2 marginal. Il n'y aura donc pratiquement aucun effet sur les hausses tarifaires estimées au
3 cours de la phase 1 du présent dossier.

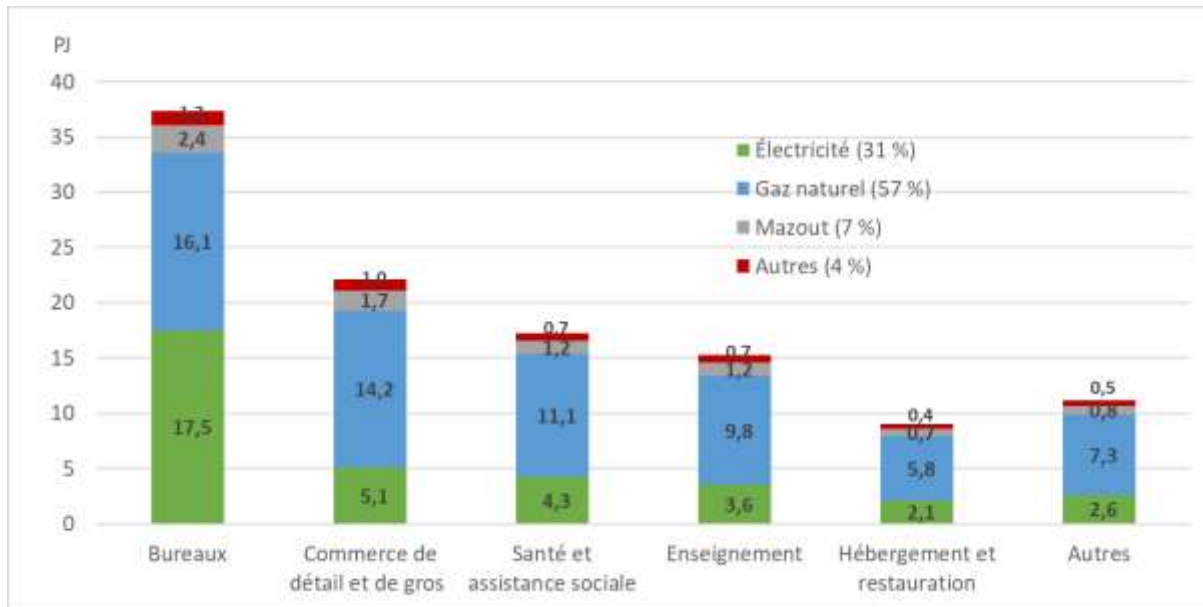
Impact pour l'ensemble de la clientèle admissible

4 Le domaine d'application des tarifs biénergie CI proposés n'étant pas limité à la biénergie au
5 gaz naturel, il est exact que des clients ayant recours à d'autres combustibles pourraient y
6 adhérer. HQ a donc estimé quel pourrait être l'impact de ces adhésions.

7 D'emblée, HQ mentionne qu'elle ne dispose pas d'un portrait détaillé de la clientèle utilisant
8 d'autres combustibles et, *a fortiori*, du potentiel de conversion à la biénergie. Une analyse des

- 1 données fournies par Ressources naturelles Canada³ permet tout de même de tracer un
- 2 portrait énergétique général de la clientèle commerciale et institutionnelle québécoise en
- 3 matière de chauffage des locaux, comme l’illustre la Figure 1.

**FIGURE 1 :
 UTILISATION DE L'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
 SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL – QUÉBEC (2019)**



Source : Ressources naturelles Canada

4 On constate que l’électricité et le gaz naturel accaparent à eux seuls près de 90 % de la
 5 consommation d’énergie pour le chauffage des espaces. Les autres combustibles ne sont pas
 6 définis avec plus de précision, mais on peut raisonnablement supposer qu’il s’agit en bonne
 7 partie de propane.

8 Comme mentionné précédemment, HQ ne dispose pas de données plus précises touchant les
 9 clients utilisant le mazout ou le propane à des fins de chauffage, par exemple leur taille, le type
 10 d’équipement installé ou encore leur localisation. Il s’agit là d’informations essentielles afin
 11 d’estimer l’impact potentiel de la conversion de ces clients à la biénergie.

12 Aux fins de l’exercice, on peut tout de même poser certaines hypothèses qui paraissent
 13 raisonnables, notamment en s’inspirant de celles utilisées pour l’analyse de la conversion des
 14 clients alimentés au gaz naturel. Ainsi, HQ a adapté au meilleur de sa connaissance les
 15 hypothèses touchant notamment le taux d’efficacité des équipements actuels, de même que
 16 le taux de pénétration potentiel des équipements électriques efficaces, puisque le type de

³ https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/complet/evolution_com_gc.cfm

1 systèmes installés et leur âge ne sont vraisemblablement pas les mêmes pour le mazout, le
2 propane et le gaz naturel.

3 Enfin, les hypothèses touchant l'impact sur les revenus requis, soit les revenus et les coûts
4 marginaux, les coûts de transport et de distribution, de même que le rythme de pénétration,
5 sont les mêmes.

6 Par ailleurs, l'hypothèse ayant la plus grande importance est aussi celle pour laquelle il est le
7 plus difficile de se prononcer, à savoir le potentiel réel de conversion à la biénergie. En effet,
8 on rappelle que les volumes de gaz naturel visés par l'Offre biénergie sont respectivement,
9 pour les clientèles commerciale et institutionnelle, de 16 % et 53 % des volumes totaux de ces
10 secteurs⁴. Ces taux de conversion considèrent une commercialisation axée sur les clients
11 commerciaux et institutionnels avec une consommation annuelle d'au plus 15 000 m³
12 et 500 000 m³ respectivement, balises établies en tenant compte des solutions technologiques
13 disponibles et du coût pour le client. HQ ne dispose toutefois pas d'analyse spécifique à ce
14 sujet pour le mazout et le propane.

15 Par ailleurs, il est important de souligner que le succès de la conversion des clients au gaz
16 naturel à la biénergie repose en bonne partie sur les efforts de commercialisation d'Énergir.
17 Or, rien n'indique que les distributeurs de mazout ou de propane entreprendront des
18 démarches en vue d'encourager la conversion de leurs clients. En outre, les analyses
19 présentées à la section 3.2 de la pièce [HQD-Énergir-8, document 1 \(B-0113\)](#) démontrent que
20 la période de retour sur l'investissement pour les systèmes hydroniques est, règle générale,
21 beaucoup plus longue que pour les systèmes à air chaud. Dans la mesure où l'occurrence de
22 tels systèmes est probablement plus importante pour les clients alimentés au mazout,
23 notamment, cela réduit d'autant l'incitatif pour ces clients à se convertir à la biénergie.

24 En supposant malgré tout un taux et un rythme de conversion équivalents à ceux de la
25 biénergie au gaz naturel, hypothèse optimiste, l'impact tarifaire en 2030 serait de l'ordre
26 de 0,1 %, comme le montre le Tableau 11.

⁴ Pièce [HQD-Énergir-1, document 1 révisée \(B-0034\)](#), Tableau 3.

TABLEAU 11 :
IMPACT POTENTIEL DE LA CONVERSION DU CHAUFFAGE AUX COMBUSTIBLES
AUTRES QUE LE GAZ NATUREL À LA BIÉNERGIE – 2030

	Consommation convertie (GWh)	Manque à gagner (M\$)	Impact tarifaire (%)
Mazout	179	(13)	0,07%
Commercial	70	(5)	0,03%
Institutionnel	109	(8)	0,04%
Autres	106	(8)	0,04%
Commercial	41	(3)	0,02%
Institutionnel	65	(5)	0,03%
Total	285	(21)	0,11%
Commercial	111	(8)	0,04%
Institutionnel	174	(13)	0,07%

- 1 Compte tenu de ce très faible impact et pour toutes les raisons mentionnées précédemment,
2 HQ considère qu'il n'est pas nécessaire de pousser davantage l'analyse de l'impact potentiel
3 de la conversion à la biénergie des clients utilisant le mazout et le propane.

2 IMPACTS FINANCIERS DE L'ANNULATION DES FRAIS ASSOCIÉS AUX TRAVAUX ÉLECTRIQUES DE LA CLIENTÈLE CI

4 Comme mentionné en phase 1 du présent dossier, l'impact financier de l'annulation des frais
5 associés aux travaux sur le réseau de distribution d'électricité est estimé à 9 M\$ par année⁵.
6 Ce montant est établi sur la base d'un potentiel annuel d'environ 4 000 clients, soit une
7 proportion de l'ordre de 35 % des 100 000 conversions prévues qui auront à modifier leur
8 installation électrique, sur une période de 10 ans. Ces clients devraient assumer ainsi les frais
9 d'intervention sur le réseau de 360 \$ et, s'il y a lieu, les coûts de travaux sur le réseau de
10 distribution d'électricité pour permettre l'ajout de la charge liée à la conversion à la biénergie.

11 En réponse à une demande de renseignements⁶, HQ a précisé que l'impact financier de 9 M\$
12 provient de l'analyse de tous les types de demandes d'alimentation réelles de clients
13 résidentiels et non résidentiels compilées entre le 1^{er} avril 2019 et le 31 mars 2021. Toujours
14 en réponse à cette même demande de renseignements, une analyse plus fine a été présentée
15 en isolant les demandes de la clientèle résidentielle sur la base des travaux réalisés et de
16 l'intensité nominale des coffrets de branchement. Cette analyse a permis d'obtenir une
17 représentation de la clientèle résidentielle uniquement, sans toutefois en garantir la précision.

⁵ Pièce [HQD-Énergir-1, document 2 révisée \(B-0093\)](#), page 6.

⁶ Pièce [HQD-Énergir-2, document 7 \(B-0040\)](#), réponse à la question 2.2 de la FCEI, pages 6 à 8.

- 1 Aux fins du présent complément de preuve, une analyse identique a été réalisée pour la
2 clientèle autre que résidentielle également sur la base des demandes réelles de clients
3 calculées entre le 1^{er} avril 2019 et le 31 mars 2021. Le Tableau 12 présente les résultats de
4 cette analyse.

TABLEAU 12 :
ANALYSE DES DEMANDES D'ALIMENTATION DE LA CLIENTÈLE AUTRE QUE RÉSIDENTIELLE

	Aérien	Souterrain	Total
Nombre de demandes annuelles	217	86	303
Proportion par rapport au total	72 %	28 %	100 %
Proportion des demandes dont le coût des travaux est égal à 0 \$	83 %	48 %	74 %
Proportion des demandes dont le coût des travaux est > à 0 \$	16 %	52 %	26 %
Coûts de travaux moyens (sauf frais d'intervention)	9 337 \$	27 948 \$	19 976 \$

- 5 HQ a appliqué les informations provenant des analyses des demandes d'alimentation des
6 clientèles résidentielles⁷ et non résidentielles (Tableau 12) à l'estimation de 4 000 clients par
7 année qui auront à modifier leurs installations électriques.

- 8 L'impact financier total ainsi obtenu serait d'environ 8,3 M\$ annuellement incluant les frais
9 d'intervention sur le réseau. De ce montant, environ 1,9 M\$ seraient pour la clientèle
10 résidentielle et environ 6,4 M\$, pour la clientèle autre que résidentielle. HQ précise que la
11 légère baisse de l'impact financier par rapport à l'évaluation initiale de près de 9 M\$ s'explique
12 par l'utilisation pour cette nouvelle évaluation des données distinctes pour chacune des
13 clientèles plutôt que celles globales, comme cela avait été fait dans l'analyse présentée en
14 phase 1.

⁷ Ibid.