

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

HQD - Demande du Distributeur pour
la révision tarifaire des années 2026-
2027, 2027-2028 et 2028-2029

DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER : R-4307-2025

Rapport du GRAME

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement
(GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 1^{er} décembre 2025

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité et du plan d'approvisionnement.

Mandat	2
1. Nouveau tarif pour les surconsommateurs (DS) de la clientèle domestique et Fermeture du tarif DP	5
1.1 Mise en contexte	5
1.2 Tarif pour les surconsommateur (DS) et Abrogation du tarif DP.....	6
1.3. Calibration du Tarif Flex DS.	15
1.4 Conclusions et recommandations	17
2. Fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance	19
2.1. Analyse	19
2.2. Conclusions et recommandations	25
3. Présentation au rapport annuel de la répartition des enveloppes des programmes en ÉÉ et de GDP par portfolios	26
3.1 Mise en contexte	26
3.2 Analyse	26
3.3 Suivi administratif.....	27
3.4 Conclusions et recommandations	30
4. PGEÉ : Présentation des programmes en ÉÉ et de GDP par portfolios	31
5. Programme Énergie en réseau autonome (ÉRA) et catégorisation des aides financières pour les systèmes photovoltaïques.....	33
5.1 Programme Énergie en réseau autonome (ÉRA).....	33
5.1.2. Analyse	33
5.1.3. Conclusions et recommandations	37
5.2 Catégorisation des aides financières pour les systèmes photovoltaïques	38
5.2.1 Mise en contexte	38
5.2.2 Analyse	38
5.2.3 Analyse de la nature juridique	47
A. S'agit-il d'un programme d'efficacité énergétique ?	47

B. S'agit-il d'un programme commercial ?	48
C. S'agit-il d'un tarif de gestion de la consommation?	49
D. S'agit-il d'un approvisionnement?.....	49
5.2.4. Conclusions et recommandations	50
6. Suivi de la décision D-2023-068 : montant au soutien de l'achat d'équipements pour la biénergie.....	51

1. NOUVEAU TARIF POUR LES SURCONSOMMATEURS (DS) DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE ET FERMETURE DU TARIF DP

1.1 Mise en contexte

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver un nouveau tarif pour les surconsommateurs de la clientèle domestique (DS) afin d'encourager les bons comportements et de favoriser l'adoption de mesures d'efficacité énergétique (ÉÉ). Le Distributeur indique également que la surconsommation contribue à l'accroissement des besoins en approvisionnements et exerce une pression sur les tarifs, justifiant d'envoyer un signal de prix incitatif.¹

4.1 Nouveau tarif pour les surconsommateurs de la clientèle domestique

4.1.1 Contexte

Dans le dossier tarifaire R-4270-2024, le Distributeur avisait la Régie de sa volonté de développer, pour une application au 1er avril 2027, un nouveau tarif domestique⁴ obligatoire pour les surconsommateurs, conformément à la priorité 2 du Plan d'action 2035 visant à élargir ses offres tarifaires afin d'encourager les bons comportements et de favoriser l'adoption de mesures d'efficacité énergétique (ÉÉ) auprès de cette clientèle. Ce tarif a pour objectif d'envoyer un signal de prix à la clientèle domestique la plus énergivore afin de l'inciter à réduire sa consommation. Le Distributeur a pris connaissance des positions des intervenants, à la suite de la présentation de ses orientations au cours de ce dernier dossier, et les a considérées dans la conception du tarif.

[...]

La surconsommation contribue naturellement à l'accroissement des besoins en approvisionnements du Distributeur. Comme les coûts évités sont largement supérieurs au coût moyen d'approvisionnement, cette surconsommation cause une hausse du coût moyen de l'électricité, et, par conséquent, exerce une pression sur les tarifs pour l'ensemble de la clientèle. Or, l'électricité est un bien collectif et une ressource précieuse à laquelle le Distributeur désire préserver un accès abordable pour l'ensemble des ménages québécois. Dans le contexte actuel de transition énergétique, il importe au Distributeur d'envoyer un signal clair aux surconsommateurs qu'ils devront payer plus cher leur électricité afin de les inciter à faire une meilleure gestion de leur consommation d'électricité. À cette fin, le Distributeur propose le tarif pour surconsommateurs (tarif DS). (Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), p. 13-14

Le Distributeur propose également la fermeture du tarif DP. Il indique que 90 % des clients au tarif DP ont une consommation annuelle supérieure à 50 000 kWh et que ceux-ci seront assujettis au nouveau tarif DS. Le GRAME en comprend que le tarif DP est plus avantageux que le tarif D, donc que les clients provenant du tarif DP auront une augmentation plus substantielle de leur facture que s'ils étaient au tarif D :

¹ R-4307-2025, [B-0006](#) (p.13-14)

Fermeture du tarif DP

En vue d'une application au 1er avril 2027 du tarif DS, le tarif DP sera abrogé le 31 mars 2027. Les clients abonnés à ce tarif seront transférés automatiquement aux tarifs D ou DS selon la règle de transfert décrite plus haut. Environ 90 % des clients au tarif DP ont une consommation annuelle supérieure à 50 000 kWh, et seront donc dorénavant assujettis au nouveau tarif DS.

Le tarif DS proposé par le Distributeur implique une hausse de la facture moyenne de 2 % par rapport au tarif D à la première année d'application, suivie d'une majoration annuelle et récurrente de 2 % de la 3e tranche par rapport à la hausse appliquée au tarif D.

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), p. 17

Le Distributeur propose d'appliquer le tarif DS aux clients des tarifs D et DP consommant 50 000 kWh et plus annuellement, lequel s'appliquerait à environ 1 % des clients domestiques, soit l'équivalent de 50 000 clients :

4.1.2. Profil et portrait de la clientèle

Le Distributeur propose d'appliquer le tarif DS aux clients des tarifs D et DP qui consomment 50 000 kWh et plus annuellement, soit près de trois fois la consommation moyenne des clients domestiques. Le Distributeur opte pour une application du tarif DS sur la base de la consommation annuelle en énergie des clients, qui représente un élément sur lequel ces derniers peuvent agir. Pour le client, la consommation annuelle est une donnée facilement accessible, tant sur sa facture d'électricité que dans son Espace client. À la première année d'application, ce tarif s'appliquerait à environ 1 % des clients domestiques (Note de base de page no 6), soit près de 50 000 clients.

(Note de base de page no 6 : Sur la base de la clientèle aux tarifs D et DP pour l'année 2024.) (Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), p.14

Bien que le GRAME soit en faveur d'un signal de prix favorisant une gestion efficace de la demande, donc de l'introduction d'une 3^{ème} tranche, il est d'avis que le Distributeur devrait indiquer clairement l'impact tarifaire de sa proposition pour le tarif DS sur les clients actuellement au tarif D et sur ceux au tarif DP. La section suivante abordera cet aspect de la demande.

1.2 Tarif pour les surconsommateur (DS) et Abrogation du tarif DP

Le GRAME cherche à clarifier les hausses respectives de l'assujettissement au tarif DS pour les clients D et DP, donc à valider si le prix de la 3^e tranche est calibré de manière à transmettre un signal de prix incitatif pour ces deux catégories tarifaires (D et DP).

Le Distributeur illustre la calibration et l'impact sur la facture du tarif DS par rapport au tarif D, mais omet cette information comparative entre le tarif DP et DS. Pour la calibration entre le tarif D et DS, le Distributeur précise que, lors de la première année d'application, le prix de la 3^e tranche sera calibré de telle sorte que la facture moyenne de cette catégorie

de clients nouvellement définie soit de 2 % supérieure à la facture moyenne de cette même catégorie calculée au tarif D :

4.1.3. Proposition et calibration

Pour le tarif DS, le Distributeur propose une structure basée sur celle du tarif D à laquelle s'ajouterait une 3^e tranche. Cette tranche, s'appliquant à la consommation au-dessus du seuil annuel de 50 000 kWh, sera facturée à un prix plus élevé. Lors de la première année d'application, le prix de la 3^e tranche est calibré de telle sorte que la facture moyenne de cette catégorie de clients nouvellement définie soit de 2 % supérieure à la facture moyenne de cette même catégorie calculée au tarif D.

Pour les années subséquentes, les composantes du tarif suivront la même évolution que celles du tarif D, mise à part la 3^e tranche dont l'ajustement sera majoré de 2 % annuellement au-delà de l'indexation du prix de la 2^e tranche du tarif D.

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), p.15-16

Au tableau 13², le Distributeur présente l'impact de l'application du tarif DS par rapport au tarif D sur la clientèle :

Tableau 13
Impact sur la facture pour le surconsommateur moyen

	2026	2027	2028
Facture annuelle - surconsommateur moyen*	9 233 \$	9 728 \$	10 150 \$
Impact de l'application du tarif DS par rapport au tarif D	-	+188 \$	+294 \$

* Illustration pour consommation de 87 427 kWh/an à un prix moyen initial de 10,55 ¢/kWh, sous une hypothèse de hausses annuelles moyennes de 3 % du tarif D sur l'ensemble de l'horizon

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), p.18

Or, le Distributeur demande la fermeture du tarif DP en date du 31 mars 2027 et le transfert automatique des clients du tarif DP aux tarifs D ou DS selon leur consommation annuelle, et précise qu'« Environ 90 % des clients au tarif DP ont une consommation annuelle supérieure à 50 000 kWh, et seront donc dorénavant assujettis au nouveau tarif DS »³ :

Fermeture du tarif DP

En vue d'une application au 1^{er} avril 2027 du tarif DS, le tarif DP sera abrogé le 31 mars 2027. Les clients abonnés à ce tarif seront transférés automatiquement aux tarifs D ou DS selon la règle de transfert décrite plus haut. Environ 90 % des clients au tarif DP ont une consommation annuelle supérieure à 50 000 kWh, et seront donc dorénavant assujettis au nouveau tarif DS.

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), p.17

² R-4307-2025, [B-0006](#), p.18

³ R-4307-2025, [B-0006](#), p.17

À cet égard, le Distributeur précise au GRAME que sur les 50 000 clients prévus au tarif DS, « 7 165 des abonnements auxquels s’appliquerait le tarif DS sont actuellement au tarif DP »⁴.

Par son intervention, le GRAME cherche à clarifier l’impact qu’aurait le maintien du tarif DP dans un contexte de transition énergétique, lequel nécessite une amélioration du signal de prix et la réduction d’incitatifs liés à une consommation énergétique additionnelle à la marge.

Afin de comprendre l’impact sur le transfert des clients DP au tarif D ou DS, le GRAME demandait au Distributeur d’identifier la hausse de la facture moyenne pour les clients au tarif DP qui seront assujettis au tarif DS et la hausse de la facture moyenne pour les clients au tarif D qui seront assujettis au tarif DS, compte tenu de leur consommation supérieure à 50 000 kWh :

1.2. Considérant que le Distributeur demande la fermeture du tarif DP en date du 31 mars 2027 et que les clients du tarif DP seront transférés automatiquement aux tarifs D ou DS selon leur consommation annuelle et qu’*Environ 90 % des clients au tarif DP ont une consommation annuelle supérieure à 50 000 kWh, et seront donc dorénavant assujettis au nouveau tarif DS* (Réf. iii). Considérant le transfert des clients DP au tarif D ou DS, en vous référant au tableau 13, veuillez déposer deux tableaux permettant d’identifier la hausse de la facture moyenne pour les clients au tarif DP qui seront assujettis au tarif DS et la hausse de la facture moyenne pour les clients au tarif D qui seront assujettis au tarif DS, compte tenu de leur consommation supérieure à 50 000 kWh.

Réponse

Le tableau R-1.2 présente les informations demandées.

Tableau R-1.2
Impacts sur la facture pour le surconsommateur moyen
selon le tarif d’origine et le statut du client

		Tarif D à l’origine			Tarif DP à l’origine		
		2026	2027	2028	2026	2027	2028
Clientèle domestique	Facture annuelle	7 212 \$	7 558 \$	7 864 \$	20 903 \$	22 645 \$	23 758 \$
	Impact de l’application du tarif DS par rapport au tarif d’origine	- \$	107 \$	168 \$	- \$	1 116 \$	1 582 \$
Clientèle résidentielle	Facture annuelle	6 826 \$	7 145 \$	7 430 \$	21 243 \$	23 008 \$	24 139 \$
	Impact de l’application du tarif DS par rapport au tarif d’origine	- \$	93 \$	146 \$	- \$	1 128 \$	1 603 \$
Clientèle agricole	Facture annuelle	9 839 \$	10 369 \$	10 820 \$	20 531 \$	22 249 \$	23 341 \$
	Impact de l’application du tarif DS par rapport au tarif d’origine	- \$	203 \$	317 \$	- \$	1 102 \$	1 559 \$

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.2, p. 7

⁴ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.1

Avec les données du tableau R-1.2, le GRAME a calculé l'impact sur la facture en pourcentage pour les années 2027 et 2028 (avec arrondis) :

Impact sur la facture en pourcentage pour l'année 2027		
2027	Tarif D à l'origine	Tarif DP à l'origine
Clientèle domestique	1,436 %	5,183 %
Clientèle résidentielle	1,318 %	5,155 %
Clientèle agricole	1,996 %	5,211 %
Impact sur la facture en pourcentage pour l'année 2028		
2028	Tarif D à l'origine	Tarif DP à l'origine
Clientèle domestique	2,183 %	7,133 %
Clientèle résidentielle	2,004 %	7,113 %
Clientèle agricole	3,018 %	7,157%

Nous pouvons conclure que l'impact sur la facture de l'assujettissement au tarif DS pour la clientèle au tarif DP est plus important que pour la clientèle au tarif D, et nous en avons recherché les causes.

L'article 2.6 des *Tarifs d'électricité* identifie les critères qui déterminent le passage automatique du tarif D vers le tarif DP.

L'article 2.6 indique que ce transfert est fait par le Distributeur suite à une *analyse d'optimisation*, par laquelle il évalue *s'il serait plus avantageux pour le client ou la cliente de passer au tarif DP*. Il est clair que transfert automatique du tarif D vers le tarif DP permet au client d'obtenir un tarif plus avantageux.

Selon les termes de l'article 2.6, alinéa 1, b) des *Tarifs d'électricité*, le tarif DP permet au client d'économiser au moins 3 % sur sa facture d'électricité par rapport au tarif D :

2.6 Passage au tarif DP d'un abonnement au tarif D au titre duquel la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kilowatts, mais inférieure à 65 kilowatts

À la suite de l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs le 1er avril de chaque année, Hydro-Québec évalue s'il serait plus avantageux pour le client ou la cliente de passer au tarif DP. Elle remplace automatiquement le tarif D par le tarif DP à compter de la période de consommation débutant le ou après le 1er avril de l'année en cours si, pour les 12 périodes mensuelles consécutives qui précèdent immédiatement cette période, les conditions suivantes sont remplies :

- a) la puissance maximale appelée au titre de l'abonnement a été d'au moins 50 kilowatts, mais inférieure à 65 kilowatts ;

b) l'application du tarif DP permet au client ou à la cliente d'économiser au moins 3 % sur sa facture d'électricité par rapport à ce qu'il ou elle payerait au tarif D, compte tenu des nouveaux prix en vigueur.

Le client ou la cliente dont le tarif est modifié par Hydro Québec en vertu du présent article peut, une seule fois, choisir un autre tarif auquel son abonnement est admissible. Il ou elle doit transmettre une demande de changement de tarif à Hydro-Québec avant la fin de la 3^e période mensuelle suivant la date de la modification du tarif par Hydro-Québec. Le changement prend effet au début de la période au cours de laquelle le tarif a été modifié par Hydro-Québec.

Si un client ou une cliente dont le tarif a été modifié demande le détail de l'analyse d'optimisation, Hydro Québec s'engage à le lui transmettre avant la fin de la période de consommation suivant celle où elle reçoit la demande. (Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0054](#) Modifications au document Tarifs d'électricité et justifications pour 2026, p.13-14

Concernant les deux critères qui permettent un passage au tarif DP, il y a celui de la puissance maximale appelée, puis l'économie d'au moins 3 % sur la facture d'électricité par rapport à ce que le client payerait au tarif D. Selon le libellé de l'article 2.6 des *Tarifs d'électricité*, les deux conditions doivent être remplies.

Dans sa demande de renseignements, le GRAME recherchait une confirmation du Distributeur à l'effet que le tarif DP permet actuellement au client d'économiser au moins 3 % sur sa facture par rapport au tarif D⁵, si cette économie s'applique uniquement aux clients dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kilowatts, mais inférieure à 65 kilowatts⁶ et si elle est du même ordre de grandeur pour un client assujéti au tarif DP, dont la puissance maximale appelée est égale ou supérieure à 65 kilowatts (article 2.7 des *Tarifs d'électricité*)⁷.

En complément de réponse, le Distributeur précise qu'« on peut en effet présumer que les clients au tarif DP dont la puissance maximale appelée est inférieure à 65 kW ont une économie sur leur facture d'au moins 3 % par rapport au tarif D. » :

Questions 1.3.1, 1.3.2 et 1.4

Complément de réponse :

Le Distributeur confirme que ses systèmes transfèrent automatiquement les clients admissibles vers les tarifs DP ou D, selon le cas, si la condition prévue à l'article 2.6 est respectée. En conséquence, à moins que le client ait opté pour un autre tarif, on peut en effet présumer que les clients au tarif DP dont la puissance maximale appelée est inférieure à 65 kW ont une économie sur leur facture d'au moins 3 % par rapport au tarif D. Rappelons toutefois qu'un client domestique dont la puissance maximale appelée atteint au moins 50 kW est loisible d'adhérer au tarif DP de son propre chef.

⁵ R-4307-2025, [C-GRAME-0007](#), Questions 1.3. et 1.4

⁶ R-4307-2025, [C-GRAME-0007](#), Question 1.3.1

⁷ R-4307-2025, [C-GRAME-0007](#), Question 1.3.2.

Bien entendu, cela ne s'applique pas aux clients dont la puissance maximale appelée atteint au moins 65 kW puisque dans leur cas, l'adhésion au tarif DP est obligatoire.

Référence : R-4307-2025, [B-0100](#), p. 10

En réponse à une demande du GRAME visant à confirmer si l'augmentation de la facture serait supérieure à 2 % pour la clientèle du tarif DP transférée au tarif DS, le Distributeur nous réfère⁸ à sa réponse à la question 23.4 de la demande de renseignements no 2 de la Régie. Selon les données du Tableau R-23.4, on calcule une hausse de l'ordre de 5,1788 %⁹ pour l'année 2027 et de 7,138 %¹⁰ en 2028.

24.4. Fournir une comparaison de la facturation des clients assujettis au tarif DP avec la facturation prévue au tarif DS pour ces mêmes clients.

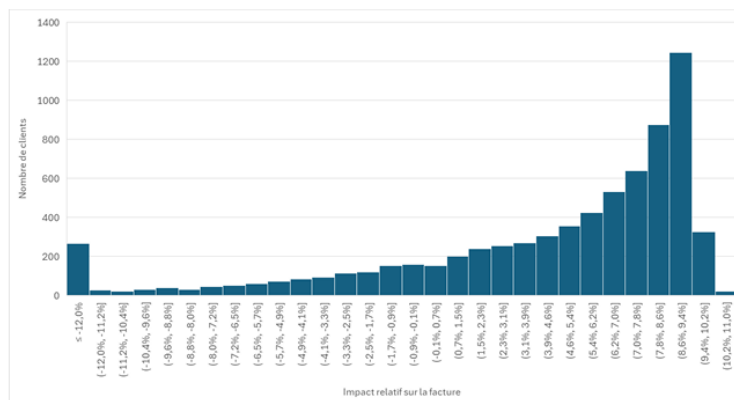
Réponse : Le tableau R-23.4 ainsi que les figures R-23.4-1 et R-23.4-2 illustrent la comparaison demandée.

Tableau R-23.4
Impact sur la facture pour le surconsommateur moyen actuellement au tarif DP

	2026	2027	2028
Facture annuelle au tarif DP*	20 903 \$	21 530 \$	22 175 \$
Facture annuelle au tarif DS*	20 903 \$	22 645 \$	23 758 \$
Impact de l'application du tarif DS par rapport au tarif DP	-	+1 116 \$	+1 582 \$

* Illustration pour une consommation de 196 637 kWh/an à un prix moyen initial de 10,63 ¢/kWh, sous une hypothèse de hausses annuelles moyennes de 3 % du tarif DP sur la période 2026 à 2028.

Figure R-23.4-1
Distribution des impacts sur la facture 2027 des clients actuellement au tarif DP

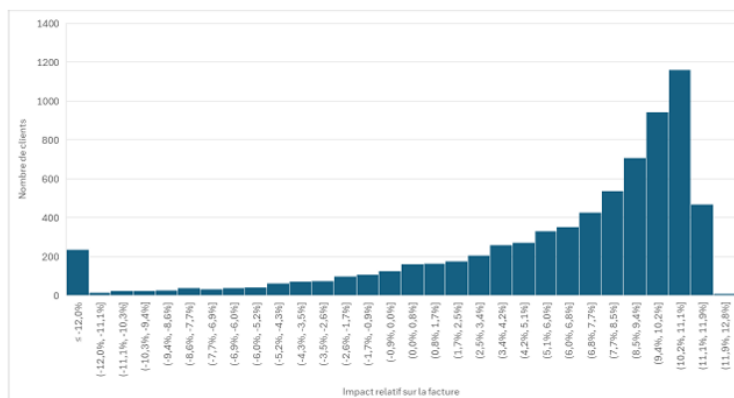


⁸ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.5

⁹ 22645/21530= 1,05178

¹⁰ 23758/22175= 1,07138

Figure R-23.4-2
Distribution des impacts sur la facture 2028 des clients actuellement au tarif DP



Référence : R-4307-2025, [B-0078](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 de la Régie, RDDR no 24.4.

Cependant, selon la distribution des impacts sur la facture en 2027 pour les clients au tarif DP, les impacts impliquent des hausses plus importantes pour une part de clients. Selon la Figure R-23.4-1, pour plus de 2 450 (850+1250+350) clients sur 7 165¹¹, il s’agit d’une hausse de plus de 7,5 %.

En excluant la question de la clientèle agricole qui pourrait être assujettie au tarif DS selon la proposition du Distributeur, sur laquelle le GRAME a déjà émis des réserves, dans le cadre du volet C du dossier R-4270-2024, phase 4, et recommandé qu’une analyse de cas selon les types d’usages pour la clientèle agricole soit déposée afin notamment de déterminer s’il est approprié d’inclure cette clientèle pour l’application du tarif pour les surconsommateurs¹², le GRAME présente sa position sur les questions suivantes :

1. La hausse des impacts tarifaires pour la clientèle du tarif DP est-elle justifiée dans un contexte de transition énergétique ?
2. Les hausses tarifaires proposées via le tarif DS sont-elles susceptibles de favoriser un usage plus efficace de la consommation à la marge de cette clientèle ?

1. La hausse des impacts tarifaire pour la clientèle du tarif DP est-elle justifiée dans un contexte de transition énergétique ?

Considérant que la clientèle du tarif DP est présentement avantagée par rapport à celle du tarif D, selon une économie de l’ordre de 3 % sur la facture, la première action à poser est d’abolir cet avantage, donc de fermer le tarif DP.

¹¹ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, p. 6, RDDR no 1.1

¹² R-4270-2024, [C-GRAME-0033](#), p. 33-35

À partir de ce constat, le Distributeur aurait pu choisir d'étaler les modifications tarifaires proposés sur deux années, la première année étant l'abolition de l'avantage économique du tarif DP qui, de fait, est un tarif de type dégressif puisque bien qu'il ne soit pas présenté sous forme de tranches de consommation, il offre une réduction tarifaire pour une consommation accrue.

Dans un contexte de surplus énergétiques, le tarif DP pouvait être opportun pour le Distributeur dans l'ensemble des tarifs proposés, mais ce n'est plus le cas. Considérant la nécessité de réduire la demande électrique et de favoriser une utilisation énergétique efficiente, dans le contexte de transition énergétique actuel, le tarif DP devrait être aboli.

Pour une question d'équité entre clients, le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire d'abolir l'avantage économique du tarif DP. Si la Régie jugeait trop important l'impact tarifaire pour cette clientèle, le GRAME recommande une transition en deux étapes successives, soit l'abolition du Tarif DP dans un premier temps et l'application du tarif DS dans un deuxième temps.

2. Les hausses tarifaires proposées via le tarif DS sont-elles susceptibles de favoriser un usage plus efficient de la consommation à la marge de cette clientèle ?

Nous avons pris connaissance du Rapport « Évolution de certains usages de l'électricité et de la diffusion d'objets technologiques – Édition 2025 »¹³. Selon l'information fournie dans ce rapport, il semble que les mesures d'efficacité énergétique, comme la présence de thermopompes et les technologies relatives aux maisons intelligentes, soient plus répandues chez les surconsommateurs.¹⁴

Cependant, nous comprenons que la clientèle du tarif DP ne faisait pas partie de l'étude¹⁵, laquelle serait susceptible d'avoir un portrait différent, considérant la réduction accordée de 3 % sur la facture.

Le GRAME note que beaucoup de travail reste à faire, notamment pour promouvoir l'usage de thermopompes, puisque la moitié des surconsommateurs n'en possèdent pas.¹⁶ À l'instar du Distributeur¹⁷, le GRAME est d'avis qu'un meilleur signal de prix peut influencer le choix de consommation de ces clients.

¹³ R-4307-2025, [B-0093](#), Rapport « Évolution de certains usages de l'électricité et de la diffusion d'objets technologiques – Édition 2025

¹⁴ R-4307-2025, [B-0093](#), Chez les surconsommateurs, les thermopompes représentent le système de chauffage principal le plus prisé avec un taux de diffusion de 50 % (c. 20 % en marché résidentiel), p. 62 et p. 73

¹⁵ R-4307-2025, [R-0091](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 d'UC, RDDR no 6.2, p. 17

¹⁶ R-4307-2025, [B-0093](#), Chez les surconsommateurs, les thermopompes représentent le système de chauffage principal le plus prisé avec un taux de diffusion de 50 % (c. 20 % en marché résidentiel), p. 62

¹⁷ R-4307-2025, [R-0091](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 d'UC, RDDR no 6.3

Afin de pouvoir répondre à cette question précisément, deux types de clients seront à surveiller au prochain dossier tarifaire, les clients DP et les clients D transférés au tarif DS et au tarif DS Flex.

Comme nous avons démontré que les hausses tarifaires seront plus importantes pour les clients du tarif DP, il est probable que lors des premières années d'application du tarif DS, des mesures d'économies d'énergie soient mises en place, considérant des hausses cumulatives de l'ordre de 7 % entre 2026 et 2028, par rapport au tarif DP. Toutefois, pour la clientèle au tarif D à l'origine, l'impact additionnel sur la facture pourrait ne pas être suffisant pour induire des changements tangibles.

Considérant qu'il est reconnu qu'un signal de prix à la marge est susceptible d'inciter la mise en place de comportements ou d'équipements plus performants, le GRAME recommande à la Régie d'approuver la proposition et la calibration du tarif DS.

Cependant, le GRAME est d'avis que la facturation à un prix plus élevé de la 3^e tranche, de sorte que la facture moyenne des clients assujettis au tarif DS soit de 2 % supérieure à la moyenne calculée du tarif D, n'aura probablement pas l'effet escompté dès les premières années d'application pour les clients provenant du tarif D, contrairement à ceux provenant du tarif DP, pour qui l'impact tarifaire est plus prononcé.

Tableau 11
Composantes du tarif DS au 1^{er} avril 2027

Frais d'accès au réseau (¢/jour)	46,154
Prix des 40 premiers kWh par jour (¢/kWh)	7,380
Prix des 95 kWh suivants par jour (¢/kWh)	11,385
Prix du reste des kWh (¢/kWh)	11,829

Tableau 12
Composantes du tarif DS au 1^{er} avril 2028

Frais d'accès au réseau (¢/jour)	46,154
Prix des 40 premiers kWh par jour (¢/kWh)	7,629
Prix des 95 kWh suivants par jour (¢/kWh)	11,769
Prix du reste des kWh (¢/kWh)	12,464

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), p. 16

En comparant la différence entre la 2^{ième} et la 3^{ième} tranche des tarifs DS et D, nous constatons un prix additionnel de 0,444 cents le kWh pour l'année 2027 et de 0,695 cents le kWh pour l'année 2028, donc une croissance graduelle du signal de prix à la marge.

Il faudra probablement s'attendre à une amélioration de la consommation de ces clients sur un horizon de plus long terme, c'est pourquoi le GRAME recommande à la Régie de requérir un suivi de la consommation des clients provenant du tarif DP et un suivi de ceux provenant du tarif D de manière à pouvoir en déterminer l'impact

énergétique. Ces suivis permettront par la suite de déterminer si la calibration du tarif DS est adéquate, si elle résulte en une consommation moins énergivore et s'il y a lieu de l'ajuster ou de l'améliorer, le cas échéant.

Puisque les clients peuvent adhérer au tarif Flex DS, le suivi aurait avantage à catégoriser également les résultats selon que les clients proviennent du tarif DP ou du tarif D.

1.3. Calibration du Tarif Flex DS.

La présente section vise à analyser les modifications proposées au tarif Flex lorsqu'il est appliqué au tarif Flex DS.

Le tableau 14 présente les composantes du tarif Flex DS au 1^{er} avril 2027 :

Tableau 14
Composantes du tarif Flex DS au 1^{er} avril 2027

Frais d'accès au réseau (€/jour)	46,154	
	Hors-hiver	Hiver
Prix des 40 premiers kWh par jour, en dehors des événements de pointe (€/kWh)	7,38	5,103
Prix des 95 kWh suivants par jour, en dehors des événements de pointe (€/kWh)	11,385	9,298
Prix du reste des kWh par jour, en dehors des événements de pointe (€/kWh)	11,829	10,281
Prix des kWh pendant les événements de pointe (€/kWh)	Non applicable	48,189

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), Tableau 14, Composante du tarif Flex DS au 1er avril 2027, p. 20

Les composantes du tarif Flex D se retrouvent dans la grille tarifaire pour l'année 2027 :

Tarif Flex D			
	Frais d'accès au réseau, par jour	46,154 €	46,154 €
	En période d'hiver :		
	Jusqu'à 40 kWh d'énergie par jour en dehors des événements de pointe, par kWh	4,936 €	5,103 €
	Reste de l'énergie consommée en dehors des événements de pointe, par kWh	8,994 €	9,298 €
	Énergie consommée pendant les événements de pointe, par kWh	46,615 €	48,189 €
	En période d'été :		
	Jusqu'à 40 kWh d'énergie par jour, par kWh	7,139 €	7,380 €
	Reste de l'énergie, par kWh	11,012 €	11,385 €

Référence : R-4307-2025, [B-0052](#), Grille tarifaire au 1er avril 2027, p. 2, extrait

Le GRAME a préparé un tableau comparatif entre les tarifs Flex D et Flex DS, en utilisant les données du Distributeur :

Tableau 1 : Comparatif entre les tarifs Flex D et Flex DS				
	Flex D au 1 ^{er} avril 2027		Flex DS au 1 ^{er} avril 2027	
Frais d'accès au réseau (€/jour)	46,154		46,154	
	Hors-hivers	Hivers	Hors-hivers	Hivers
40 premiers kWh/jour, en dehors des événements de pointe (€/kWh)	7,380	5,103	7,380	5,103
Entre 41 et 135 kWh suivants/jour en dehors des événements de pointe (€/kWh)	N/A	N/A	11,385	9,298
Prix du reste des kWh /jou en dehors des événements de pointe (€/kWh)	11,385	9,298	11,829	10,281
Prix des kWh lors des événements de pointe (€/kWh)	N/A	48,189	N/A	48,198

Références : Les données sont extraites du tableau 14 ([B-0006](#), p. 20) pour la Composante du tarif Flex DS au 1^{er} avril 2027 et de la Grille tarifaire au 1er avril 2027 ([B-0019](#), p. 2)

En comparant le Flex D et le Flex DS au 1^{er} avril 2027, nous observons une tranche additionnelle au tarif Flex D, soit le prix du kWh pour une consommation entre 41 et 135 kWh par jour, en dehors des événements de pointe Ce prix correspond à celui du tarif Flex D pour les kWh se situant au-delà des 40 premiers kWh/jour, en dehors des événements de pointe. Nous en comprenons que la hausse du tarif Flex pour les surconsommateurs est applicable après une consommation de plus de 135 kWh par jour.

Cependant, il s'avère impossible de comparer les composantes des tarifs Flex D et le Flex DS au 1^{er} avril 2027, considérant notamment l'existence d'un tarif pour la période hivernale au tarif Flex D, lequel ne figure pas au tarif Flex DS, de même qu'un prix différencié pour les 95 kWh consommés suivants par jour en dehors des événements de pointe au tarif Flex DS, lequel ne figure pas au tarif Flex D.

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur précise que le tarif Flex DS a été calibré neutre vis-à-vis le tarif DS, comme c'est le cas pour le tarif Flex qui est neutre vis-à-vis le tarif D.

Réponse

Le tarif Flex DS a été calibré afin d'être neutre vis-à-vis le tarif DS, de la même manière que le tarif Flex est neutre envers le tarif D. À l'instar des tarifs D et Flex D, il n'y a pas d'ajustement des seuils des tranches de consommation entre les tarifs DS et Flex DS.

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.7.1, p. 10

Concernant la hausse de 2 %, le Distributeur nous indique que « *l'impact de l'application de ce tarif sera plus variable que celui du tarif DS car il dépendra de l'effacement du client* », mais que la hausse sera du même ordre de grandeur si le client ne modifie pas ses comportements :

1.7.2. (Réf. iii.) Veuillez expliquer dans quelle mesure la hausse de 2 % du tarif DS est incluse dans le tarif Flex DS ? Plus précisément, dans quelle mesure la facture moyenne de cette catégorie de clients nouvellement définie, soit les clients du Flex DS, sera également de 2 % supérieure à la facture moyenne de cette même catégorie calculée au tarif Flex D?

Réponse

Étant donné la nature du tarif Flex DS, l'impact de l'application de ce tarif sera plus variable que celui du tarif DS car il dépendra de l'effacement du client. Toutefois, dans la mesure où le tarif Flex DS est calibré neutre par rapport au tarif DS, la hausse devrait être du même ordre sans modification de comportement. (Notre souligné)

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.7.2, p. 10

Le GRAME est satisfait des précisions fournies par le Distributeur sur le calibrage du Tarif Flex DS et recommande à la Régie d'autoriser la mise en place du tarif Flex DS à compter du 1^{er} avril 2027.

1.4 Conclusions et recommandations

Tarif pour les surconsommateurs (DS)

Le Distributeur propose la mise en place d'un tarif pour les surconsommateurs s'appliquant à la consommation au-dessus du seuil annuel de 50 000 kWh de sorte que la facture moyenne de cette catégorie de clients soit de 2 % supérieure à la facture moyenne de cette même catégorie calculée au tarif D. Le Distributeur propose la mise en place d'une troisième tranche facturée à un prix plus élevé que la deuxième tranche du tarif D.¹⁸

Considérant qu'il est reconnu qu'un signal de prix à la marge est susceptible d'inciter la mise en place de comportements ou d'équipements plus performants, le GRAME recommande à la Régie d'autoriser la mise en place du tarif DS en vue d'une application au 1^{er} avril 2027.

Abrogation du tarif DP le 31 mars 2027

Considérant que la clientèle du tarif DP est présentement avantagée par rapport à celle au tarif D, selon une économie sur la facture de l'ordre de 3 %, la première action à poser est d'abolir cet avantage, donc de fermer le tarif DP.

¹⁸ R-4307-2025, [B-0006](#) p. 15-16

Dans un contexte de surplus énergétiques, le tarif DP pouvait être opportun pour le Distributeur dans l'ensemble des tarifs proposés, mais ce n'est plus le cas. Considérant la nécessité de réduire la demande électrique et de favoriser une utilisation énergétique efficiente, dans le contexte de transition énergétique actuel, le tarif DP devrait être aboli.

Le GRAME recommande à la Régie d'autoriser la fermeture du tarif DP pour le 31 mars 2027.

Calibration du Tarif Flex DS

Le GRAME est satisfait des précisions fournies par le Distributeur sur le calibrage du tarif Flex DS et recommande à la Régie d'autoriser la mise en place du tarif Flex DS à compter du 1^{er} avril 2027.

Proposition de suivi de la consommation des clients

Le GRAME recommande à la Régie de requérir du Distributeur un suivi de la consommation des clients provenant du tarif DP et du tarif D séparément, et de ceux qui seront assujettis aux tarifs DS et DS Flex, de manière à pouvoir en déterminer l'impact énergétique plus précisément.

2. FERMETURE DES INSCRIPTIONS À L'OPTION DE CRÉDIT HIVERNAL POUR LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE ET DE PETITE PUISSANCE

2.1. Analyse

Le Distributeur propose la fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance :

4.2. Fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance

Depuis l'introduction des offres TD et Hilo, le Distributeur déploie d'importants efforts pour encourager la clientèle domestique et de petite puissance à participer aux offres de gestion de la demande de puissance. Les tarifs Flex D et G offrent une structure de prix présentant un prix plus élevé en période de pointe et reposent donc uniquement sur les données de consommation mesurées. Quant à l'option de crédit hivernal, le client est récompensé selon une estimation de la réduction de sa demande en comparaison à une consommation de référence.

Un tarif mesuré élimine la complexité liée à l'estimation de la référence, rendant le tarif plus compréhensible et transparent pour la clientèle. Il permet d'assurer une rémunération qui reflète la juste valeur de l'effacement. De plus, il élimine les enjeux liés à l'altération de la référence, comme le Distributeur l'avait exposé au dossier R-4270-2024¹⁹

Pour ces raisons, le Distributeur propose de fermer l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à toute nouvelle inscription à partir du 31 mars 2026 et entend encourager la clientèle à migrer vers le tarif Flex ou la TDT.

D'ailleurs, le programme d'ajout sans frais de thermostats intelligents chez la clientèle a été mis en place en 2025. Ce programme est bien adapté au tarif Flex et au nouveau tarif TDT, renforce la capacité des clients à réaliser des économies et facilite ainsi la transition vers une tarification dynamique mesurée. (Notre souligné)

Référence : R-4307-2025, [B-0006](#), p. 21

Le GRAME est à priori favorable à la fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance, puisque le crédit hivernal repose sur une consommation de référence, alors que les tarifs Flex D et G reposent uniquement sur les données de consommation mesurées.

La problématique relative au calcul de la consommation de référence de l'option de crédit hivernal a été soulevée à plusieurs reprises, notamment par le Distributeur afin de limiter l'optimisation malveillante²⁰ et par le GRAME au dossier R-4270-2024²¹. Le GRAME y faisait valoir que les variations de températures entre la période de référence et celle à la pointe critique sont prises en compte via les périodes d'ancrage qui débutent 5 heures avant les heures de pointe critique pour une durée de 3 heures. Par conséquent, un client qui

¹⁹ R-4307-2025, [B-0006](#), p. 21, note de bas de page no 9 : Pièce HQD-2, Document 2.1 ([B-0191](#)), section 4.2.3.

²⁰ R-4270-2024, Phase 4, [B-0191](#), p. 27-28

²¹ R-4270-2024, Phase 4 (volet c), [C-GRAME-0033](#), p. 24 à 30

abaisse sa température la nuit de manière régulière, donc durant la période d’ancrage qui sert à prendre en compte les variations de températures pour la pointe du matin, se voit pénalisé puisque sa consommation de référence ne sera pas représentative de celle en période critique.²²

Afin d’améliorer la satisfaction de la clientèle participant au crédit hivernal et d’éviter un désintéressement des clients inscrits, le GRAME recommandait que les consignes soient plus précises et que le client soit averti que l’abaissement, avant le début de l’évènement de pointe et pendant la nuit ou la journée précédant un évènement de pointe, affectera à la baisse le calcul des crédits qui seront attribués.²³

4.2.3. Révision des offres de TD

Le crédit hivernal et le tarif Flex sont les premières offres de TD commercialisées par le Distributeur à l’ensemble des clientèles domestique et de petite puissance. Le crédit hivernal se veut une option sans risque pour le client, appliquée en sus du tarif de base, tandis que le tarif Flex vise une clientèle moins averse au risque et désireuse de potentiellement faire plus d’économies sur sa facture. Au crédit hivernal, l’économie octroyée au client est établie sur un calcul de l’effacement par rapport à une consommation de référence estimée, alors qu’au tarif Flex, elle repose sur des données de consommation mesurées. (Nos soulignés)

Référence : R-4270-2024, [B-0191](#), p. 27, section 4.2.3.

Rappelons que le crédit hivernal est une option sans risque pour le client, ce qui en fait une option qui a favorisé une croissance des inscriptions significative entre 2020 et 2024, passant de 17 072 inscriptions à 271 165²⁴ :

Tableau 8
Inscriptions à la TD au 31 mars 2020 à 2024 - Clientèle domestique

	Crédit hivernal		Flex D		Total
	Nombre	Part (%)	Nombre	Part (%)	Nombre
31 mars 2020	17 072	88 %	2 359	12 %	19 431
31 mars 2021	52 051	86 %	8 188	14 %	60 239
31 mars 2022	141 791	90 %	16 015	10 %	157 806
31 mars 2023	201 529	89 %	25 390	11 %	226 919
31 mars 2024	271 165	89 %	33 673	11 %	304 838

L’effacement moyen rémunéré par client domestique inscrit aux options de TD est de 0,8 kW par évènement de pointe pour l’hiver 2023-2024, représentant une économie moyenne pour la période hivernale de 25 \$ pour le crédit hivernal et estimée à 67 \$ pour le tarif Flex D en fonction des données disponibles.

Référence : R-4270-2024, [B-0026](#), Tableau 8, p. 26

²² R-4270-2024, Phase 4 (volet c), [C-GRAME-0033](#); p.25

²³ R-4270-2024, Phase 4 (volet c), [C-GRAME-0033](#); p. 30

²⁴ R-4270-2024, [B-0026](#), Tableau 8, p. 26

Au dossier R-4270-2024, l'effacement moyen par client domestique inscrit aux options de TD était de 0,8 kW par événement de pointe pour l'hiver 2023-2024²⁵,

Nous pouvons constater que l'effacement moyen pour le Crédit D est similaire au Flex D et que l'effacement moyen pour le Crédit G est similaire à celui du Flex G, donc que la variable qui influence les résultats totaux en MW est le nombre d'inscriptions.

2.1. (Réf. iii.) Veuillez préciser quel est l'effacement moyen, par événement de pointe pour l'hiver 2023-2024, des clients domestiques inscrits à l'option crédit hivernal et au tarif Flex D séparément.

Réponse

L'effacement moyen par événement de pointe pour la clientèle domestique et de petite puissance inscrite à l'option de crédit hivernal et aux tarifs Flex à l'hiver 2023-2024 est présenté au tableau R-2.1 ci-dessous.

Tableau R-2.1
Effacements moyens par événements de pointe – hiver 2023-2024

Date	AM/PM	Crédit D	Flex D	Crédit G	Flex G
7 décembre	AM	0,8	0,8	0,4	0,4
9 janvier	AM	0,7	0,7	0,3	0,4
18 janvier	AM ET PM	0,9	0,9	0,5	0,4
19 janvier	AM ET PM	0,9	1,0	0,5	0,4
20 janvier	AM	0,9	-	0,4	-
5 février	AM	0,7	0,7	0,4	0,5
6 février	AM	0,7	0,7	0,5	0,5
7 février	AM	0,7	0,7	0,4	0,4
15 février	AM	0,8	0,8	0,4	0,4
18 février	AM	0,9	-	0,5	-
19 février	AM	0,7	0,7	0,5	0,5
20 février	AM	0,9	0,9	0,5	0,4
24 février	AM ET PM	0,8	-	0,5	-
25 février	AM	0,9	-	0,5	-
1er mars	AM	1,0	0,9	0,5	0,6

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.1

Le GRAME constate également que la ventilation des résultats en termes de MW démontre qu'en 2025-2026, la part d'effacement de l'option crédit hivernal est significativement plus élevée que celle du tarif Flex. Selon les prévisions du Distributeur, le tarif Flex pourrait atteindre un effacement légèrement supérieur en 2027-2028 à celui du crédit hivernal de l'année 2025-2026 :

4.2 Veuillez ventiler les trois valeurs apparaissant à la ligne intitulée « Tarification dynamique » du tableau 2 de la référence (ii) entre chacune des options possibles (p. ex. Flex D, Flex G, crédit hivernal pour la clientèle domestique et crédit hivernal pour la clientèle de petite puissance).

Réponse

Le Distributeur précise que les volumes associés au Flex G et à l'option de crédit hivernal

²⁵ R-4270-2024, [B-0026](#), p. 26

pour la clientèle de petite puissance sont marginaux et que la clientèle visée est dirigée vers des options telle la GDP Affaires. La ventilation entre le tarif Flex et l'option crédit hivernal est présentée ci-dessous.

Tableau R-4.2
Ventilation de la tarification dynamique

En MW	2025-2026	2026-2027	2027-2028
Flex	104	346	556
Crédit hivernal	504	363	302

Référence : R-4307-2025, [B-0083](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de l'AHQ-ARQ, RDDR no 4.2

Ces données démontrent qu'il existe un risque de réduction de l'effacement des options de tarification dynamique si le tarif Flex n'évolue pas vers une croissance de ses abonnements.

Le GRAME cherche maintenant à identifier l'impact sur les résultats de l'effacement à la pointe, de la fermeture des nouvelles inscriptions à l'option de crédit hivernal, notamment parce que cette option est très populaire auprès de la clientèle du Distributeur.

En utilisant les données du tableau 8, le GRAME calcule une croissance des inscriptions pour le crédit hivernal de l'ordre de 35 000 clients de 2020 à 2021, de 89 740 clients entre 2021 et 2022, de 59 738 clients entre 2022 et 2023 et de 69 636 clients entre 2023 et 2024.

Tableau 8
Inscriptions à la TD au 31 mars 2020 à 2024 - Clientèle domestique

	Crédit hivernal		Flex D		Total Nombre
	Nombre	Part (%)	Nombre	Part (%)	
31 mars 2020	17 072	88 %	2 359	12 %	19 431
31 mars 2021	52 051	86 %	8 188	14 %	60 239
31 mars 2022	141 791	90 %	16 015	10 %	157 806
31 mars 2023	201 529	89 %	25 390	11 %	226 919
31 mars 2024	271 165	89 %	33 673	11 %	304 838

Référence : R-4270-2024, [B-0026](#), Tableau 8, p. 26

La croissance du nombre de clients au tarif Flex D a été de l'ordre de 5 759 clients entre 2020 et 2021, de 7 824 clients de 2021 à 2022, de 9 375 clients de 2022 à 2023 et de 8 283 clients de 2023 à 2024.

Au tableau 3, nous pouvons constater qu'entre le 1^{er} décembre 2023 et le 31 mars 2024, le nombre de clients inscrits au crédit hivernal s'est accru de 42 697 clients domestiques et de 280 clients petite puissance, alors que le nombre de clients inscrits au tarif Flex D a décré de 825 clients et de 2 clients pour le Flex G. Il s'agit d'une tendance lourde qui ressemble à un désintéressement de la clientèle pour les tarifs Flex D et Flex G.

Tableau 3
Répartition de la clientèle inscrite aux options de TD à la fin de l'hiver

Hiver 2022-2023	Clients domestiques		Clients de petite puissance		Total
	Crédit hivernal	Flex D	Crédit hivernal	Flex G	
Nombre de clients inscrits au 1 ^{er} décembre 2023	228 132	34 478	709	69	263 388
Nombre de clients inscrits au 31 mars 2024	270 829	33 653	989	67	305 538
Écart	+ 42 697	- 825	+ 280	- 2	+ 42 150

Référence : [Suivi administratif de la décision D-2020-055](#) concernant le déploiement des options de tarification dynamique pour l'hiver 2023-2024.

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur indique « *qu'il reste confiant que la fermeture de l'option de crédit hivernal ne devrait pas affecter le bilan de puissance* »²⁶, puisque les MW effacés à la pointe associée à la base de client devraient globalement demeurer.²⁷ Nous soumettons que le Distributeur indiquait plutôt une réduction de l'effacement d'ici 2027-2028 de l'ordre de 202 MW (504 MW - 302 MW) au crédit hivernal²⁸. Pour les tarifs Flex D et Flex G, le Distributeur indique avoir fait des efforts de commercialisation ayant résulté en près de 50 000 nouveaux clients à l'hiver 2024-2025, les données sur ces résultats restant à venir dans le cadre du bilan annuel de l'hiver 2024-2025.

Réponse

Le Distributeur souligne qu'il reste confiant que la fermeture de l'option de crédit hivernal ne devrait pas affecter le bilan de puissance. En effet, même si les inscriptions à l'option de crédit hivernal se terminent, les MW effacés à la pointe associés à sa base de clients inscrits devraient globalement demeurer, et ce, malgré une attrition naturelle liée aux retraits et déménagements.

Le Distributeur mise également sur la pénétration de la technologie connectée chez les clients grâce à son offre de thermostats intelligents à 0 \$, combinée au tarif Flex D. Cette stratégie vise à attirer des clients plus performants renforçant ainsi leur capacité à s'effacer en période de pointe. Le Distributeur tient également à rassurer l'intervenant quant à son préambule de la question 2.4. En effet, par ses efforts de commercialisation des tarifs Flex D et Flex G à l'automne dernier, près de 50 000 nouveaux clients ont adhéré à cette offre tarifaire à l'hiver 2024-2025. Les résultats détaillés de la participation de cette clientèle seront présentés dans le cadre du bilan annuel de l'hiver 2024-2025 déposé plus tard cet automne. (Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.4.1

²⁶ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.4.1

²⁷ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.4.1

²⁸ R-4307-2025, [B-0083](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de l'AHQ-ARQ, RDDR no 4.2

Finalement, en réponse à des demandes du GRAME visant à savoir si le Distributeur a estimé l'impact potentiel de la fermeture du crédit hivernal sur la croissance de l'effacement à la pointe, le Distributeur apporte des éléments de réponses permettant de conclure sur le risque de la fermeture du crédit hivernal sur l'effacement à la pointe.

En complément de réponse, le Distributeur précise que le tarif Flex D connaît une forte progression, avec un nombre d'abonnements ayant triplé depuis janvier 2024 et que pour la « *saison hivernale 2025-2026, près de 90 000 abonnements s'ajouteront à l'option de crédit hivernal provenant des clients ayant adhéré à la formule de récompense Hilo, comparable au crédit hivernal* »

Questions 2.4.2, 2.4.3 et 2.4.4

Complément de réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de l'impact potentiel de la fermeture du crédit hivernal sur la croissance de l'effacement à la pointe.

Depuis janvier 2024, le nombre de clients inscrits à l'option de crédit hivernal a diminué d'environ 6 % par rapport à la même période l'an dernier, soit une baisse de près de 17 000 clients. À l'inverse, le tarif Flex D connaît une forte progression, avec un nombre d'abonnements triplé sur la même période (+75 000 clients).

Pour la saison hivernale 2025-2026, près de 90 000 abonnements s'ajouteront à l'option de crédit hivernal provenant des clients ayant adhéré à la formule de récompense Hilo, comparable au crédit hivernal, mais en mode automatisé.

Depuis août 2025, le Distributeur mise sur une simplification de l'offre de gestion de la demande hivernale résidentielle avec le tarif Flex D. L'approche consiste à proposer des thermostats intelligents à 0 \$ combinés au tarif Flex D pour faciliter la participation des clients aux événements de pointe. Les clients équipés de cette technologie, permettant une réduction automatique du chauffage lors des événements de pointe, affichent une performance environ trois fois supérieure à la clientèle sans la technologie. La fermeture des nouvelles inscriptions au crédit hivernal n'entrave ni la stratégie de croissance en MW pour le bilan de puissance, ni l'atteinte des cibles d'acquisition. (Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0100](#), p. 10

Nous constatons que dans sa réponse précédente, le Distributeur indique qu'à l'automne dernier, près de 50 000 nouveaux clients ont adhéré pour l'hiver 2024-2025 aux tarifs Flex D et Flex G²⁹, alors qu'il indique que depuis janvier 2024 le « *tarif Flex D connaît une forte progression, avec un nombre d'abonnements triplé sur la même période (+75 000 clients)* ». ³⁰ Ces informations n'ont pas convaincu le GRAME de la progression du tarif Flex G, ni de l'absence d'impact au niveau de l'effacement à la pointe de la fermeture de l'option de Crédit hivernal pour la clientèle de petite puissance.

²⁹ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.4.1

³⁰ R-4307-2025, [B-0100](#), p. 10

2.2. Conclusions et recommandations

Le GRAME est d'avis que le Distributeur a démontré que le risque sur le bilan d'effacement à la pointe de la fermeture de l'option de Crédit hivernal a été compensé par une amélioration de l'offre du tarif Flex D et par des efforts de commercialisation, lesquels ont permis un accroissement des abonnements au tarif Flex D. Pour ce qui est du tarif Flex G, plus d'informations seraient nécessaires pour vérifier si la fermeture de l'option de crédit hivernal pour cette clientèle est souhaitable.

Le GRAME recommande à la Régie d'approuver la proposition de fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique à partir du 31 mars 2026.

Le GRAME recommande cependant à la Régie que la fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle de petite puissance soit reportée après le 31 mars 2026, soit jusqu'à ce que le Distributeur fasse la démonstration d'une adhésion plus importante au tarif Flex G et du fait que la fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal n'aura pas d'impact sur l'effacement de la demande à la pointe et sur le bilan de puissance du Distributeur.

3. PRÉSENTATION AU RAPPORT ANNUEL DE LA RÉPARTITION DES ENVELOPPES DES PROGRAMMES EN EÉ ET DE GDP PAR PORTFOLIOS

3.1 Mise en contexte

Dans sa décision procédurale [D-2025-098](#), la Régie limite l'intervention du GRAME aux suivis actuellement réalisés par le Distributeur :

[33] Tenant compte de ce qui précède, les sujets no 7 de l'AHQ-ARQ, no 5 et 6 de l'AQCIE-CIFQ, no 5 de la FCEI, no 4 à 7 du GRAME, no 4 et 6 d'OC et no 6 du RNCREQ portent sur les programmes d'EÉ et de GDP et respectent le cadre d'analyse défini dans les paragraphes précédents. La Régie retient ces sujets, mais limite les interventions de la façon suivante :

[...]

• Sujet no 4 du GRAME : La Régie limite l'intervenant aux suivis actuellement réalisés par le Distributeur ^(Note 14).

[...] (Nos soulignés)

Référence : [D-2025-098](#), par. 33

La Régie fait référence à la décision [D-2025-033](#) pour l'identification des suivis actuellement réalisés par le Distributeur via ses rapports annuels et au suivi administratif de la décision D-2025-033 :

Note de bas de page no 14 : Dossier R-4270-2024 Phase 2, décision [D-2025-033](#). La Régie réfère aux [Rapports annuels déposés en vertu de l'article 75.1 de la Loi](#) et au [Suivi administratif de la décision D-2025-033](#)

Référence : [D-2025-098](#), par. 33

3.2 Analyse

Le Distributeur modifie l'approche prévisionnelle de son PGEÉ pour tenir compte de cycles d'investissement plus longs et du besoin d'une marge additionnelle pour s'adapter aux besoins du marché :

Dans ce nouveau contexte réglementaire, le déploiement d'une trajectoire en EÉ aussi ambitieuse amène plusieurs défis, et ce, pour chacune des clientèles. En proposant et déployant des initiatives complexes et structurantes dans un contexte en constante évolution, le Distributeur soumet qu'une flexibilité additionnelle est dorénavant nécessaire dans la gestion des budgets de ses programmes. Les initiatives proposées sont notamment assujetties à des contextes économique et réglementaire incertains et en évolution ainsi qu'à des cycles d'investissement plus longs. Le Distributeur aura besoin d'une marge de manœuvre supplémentaire au cours des trois prochaines années pour s'adapter aux besoins de marché qui évoluent rapidement et qui nécessitent un ajustement en continu. L'objectif est de permettre une plus grande optimisation des programmes afin de notamment profiter de l'engouement suscité par certains, de répondre à des changements à l'écosystème, de

s'ajuster en cas d'évolution des gains énergétiques associés aux programmes et d'être ainsi en mesure de rencontrer les ambitions du Plan d'action 2035. Le Distributeur soumet donc que, dans ce nouveau contexte de projection sur trois années, une approche prévisionnelle par programmes n'est plus appropriée. (Notre souligné)

Référence : R-4307-2025, [B-0075](#), p. 5-6

Il propose donc une gestion par portefeuilles, présentée globalement pour ses programmes d'EE et de GDP. À cet égard, il indique qu'il présentera la répartition des enveloppes annuelles, les économies d'énergie et la réduction de puissance associée :

Une gestion par portefeuilles, l'un pour l'EE et l'autre pour la GDP, apparaît davantage adaptée à ce contexte, aux besoins du Distributeur, de sa clientèle ainsi qu'à ceux de l'écosystème de partenaires de marché. Ainsi, la présente demande budgétaire sera présentée de façon globale pour les programmes d'EE et de GDP, respectivement pour les trois années visées par celle-ci. Une telle approche par portefeuilles permettra ainsi à la Régie d'apprécier si les coûts sont justifiés et d'exercer sa compétence conformément au nouveau contexte réglementaire.

Afin de permettre à la Régie de suivre l'évolution des coûts, le rendre compte annuel, dans les Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ, se fera par programmes. Ainsi au cours des trois prochaines années, le Distributeur présentera la répartition de chacune des enveloppes annuelles allouées à l'EE ainsi qu'à la GDP et les économies d'énergie et la réduction de puissance associée. Par ailleurs, le Distributeur continuera de déployer une gouvernance forte pour s'assurer de la saine gestion de ses investissements et de ses charges dédiés au déploiement des programmes. (Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0075](#), p. 6

3.3 Suivi administratif

Le GRAME a cherché à savoir si le rendre compte annuel par programmes en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ inclura également l'évolution des coûts des nouvelles mesures incluses dans les programmes et des nouveaux programmes, ainsi qu'à connaître le niveau de détails des tableaux qui seront déposés.

En réponse à la demande du GRAME, le Distributeur indique que le suivi annuel « sera présenté selon le même niveau de détail que ceux présentés dans les années passées, en conformité avec le paragraphe 293 de la décision D-2025-033³¹ » :

Réponse : Le suivi annuel déposé en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ sera présenté selon le même niveau de détail que ceux présentés dans les années passées, en conformité avec le paragraphe 293 de la décision D-2025-033.

Référence : R-4307-2025, [B-0078](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 de la Régie, RDDR no 4.1

³¹ R-4307-2025, [B-0078](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 de la Régie, RDDR no 4.1

Le GRAME soumet que l'utilité des suivis administratifs est notamment liée au fait que le Distributeur ne dépose pas de dossier de fermeture sur une base annuelle. On remarque que le suivi des résultats des tests économiques des programmes d'efficacité énergétique et de GDP demandé par la Régie dans sa décision [D-2025-033](#), par. 295, réfère à l'information fournie aux tableaux 7 (Résultats des tests économiques – Programmes d'EE) et 10 (Résultats des tests économiques – Programmes de GDP). **Il s'agit d'une demande additionnelle de la Régie formulée dans sa décision [D-2025-033](#), par rapport au niveau de détails présenté dans les années passées :**

15.6.4 SUIVIS ANNUELS

[293] La Régie prend acte que, conformément à l'annexe II de l'article 75.1 de la Loi, le Distributeur déposera annuellement et de façon administrative les résultats par programme selon le même niveau de détail que les tableaux de l'annexe A de la pièce B-0114 ainsi que les rapports d'évaluation finalisés dans l'année.

[294] La Régie est d'avis que la présentation des résultats annuels des tests économiques des programmes d'efficacité énergétique et de GDP permettrait de mieux apprécier l'impact :

- Des écarts par rapport aux prévisions en matière d'économies d'énergie, de réduction de puissance et de coûts, pour l'année témoin et l'hiver considérés au dossier tarifaire antérieur;
- Des changements survenus entre deux dossiers tarifaires.

[295] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de déposer annuellement et de façon administrative les résultats des tests économiques des programmes d'efficacité énergétique au 31 décembre et des programmes de GDP pour l'hiver le plus récent, minimalement, ceux des tests TCTR et TNT sous forme monétaire et de ratio, tels que présentés aux tableaux 7 et 10 de la pièce B-0114^(note 249).

Note 249 : R-4270-2024 Phase 2, [B-0114](#), tableaux 7 et 10, p. 13 et 18.

Référence : R-4270-2024, Phase 2, [D-2025-033](#), par 295

Dans une correspondance datée du 26 août 2025 portant sur une demande de complément de preuve, la Régie précise que dans le but de pouvoir suivre l'évolution des coûts, le rendre compte annuel fourni en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ se fera par programme.³² Nous pouvons constater que le [rapport annuel de 2024 sur l'efficacité énergétique](#) a été présenté par programme, mais qu'il ne fournit pas les informations demandées par la Régie dans sa décision [D-2025-033](#), par. 295 quant aux résultats des « tests TCTR et TNT sous forme monétaire et de ratio, tels que présentés aux tableaux 7 et 10 de la pièce [B-0114](#) ».

Dans sa correspondance du 26 août 2025, la Régie demande des précisions, notamment celles requises par la décision [D-2025-033](#), par. 295, soit les tableaux 7 et 10, pour lesquels la Régie requiert également de fournir les tableaux A-1 à A-3 (Budgets annuels des programmes d'EE - 2023-2025, Impacts énergétiques nets des programmes d'EE - 2023-2025 et Impacts énergétiques et budgets des programmes de GDP - 2023-2025), B-1

³² R-4307-2025, [A-0007](#), 1-2

(Hypothèses de calcul 2025), C-1(Résultats des tests économiques – Programmes d’EÉ (¢/kWh actualisés de 2025) et C-2 (Résultats des tests économiques – Programme d’EÉ dont le gain est en puissance) de la pièce [B-0114](#) du dossier R-4270-2024, en y « ajoutant tout nouveau programme et toute nouvelle mesure »³³ :

La Régie de l’énergie (la Régie) a pris connaissance de la demande du Distributeur afin de fixer les tarifs d’électricité prévus à l’annexe I de la Loi sur Hydro-Québec le 1er avril de chacune des années tarifaires 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 (la Demande).

Au soutien de sa demande budgétaire pour les programmes d’efficacité énergétique (EÉ) et de GDP, le Distributeur soumet qu’en raison du nouveau contexte réglementaire, l’approche prévisionnelle par programme n’est plus appropriée et retient plutôt une approche par portefeuilles.

Néanmoins, le Distributeur précise qu’afin de permettre à la Régie de suivre l’évolution des coûts, le rendre compte annuel, dans les renseignements fournis en vertu de l’article 75.1 de la Loi sur la Régie de l’énergie, se fera par programmes.

La Régie est d’avis qu’afin d’être en mesure d’apprécier la raisonnable de budgets des programmes d’EÉ et de GDP par rapport aux impacts énergétiques escomptés avec les données globales fournies par le Distributeur, certaines informations complémentaires sont requises.

La Régie requiert donc dès à présent du Distributeur les éléments de preuve suivants :

- Présenter et commenter les réductions de puissance annuelles associées au portfolio de GDP qui a été omis au Tableau 4 de la pièce B-0007 (p. 13).
- Séparer et commenter les tests économiques pour les portefeuilles d’EÉ et de GDP présentés au Tableau 6 de la pièce B-0007 (p. 17) par année de la demande tarifaire soit 2026, 2027 et 2028.
- Ventiler et commenter les budgets (investissements et charges), les impacts énergétiques et les tests économiques annuels des portefeuilles d’EÉ et de GDP par programme et par mesure d’EÉ et de GDP, selon le même niveau de détail des tableaux présentés dans le cadre du dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce B-0114³⁴, mais en ajoutant tout nouveau programme et toute nouvelle mesure.
- Présenter les hypothèses de calcul annuelles par programme et par mesure d’EÉ et de GDP (notamment, nombre de participants/projets, gains d’énergie/réductions de puissance unitaires, coûts évités, effets de distorsion) selon la ventilation demandée à 1.3. Veuillez élaborer sur les hypothèses retenues pour tout nouveau programme et toute nouvelle mesure.

Référence : R-4307-2025, [A-0007](#), p. 1-2

³³ R-4307-2025, [A-0007](#), 2

³⁴ R-4307-2025, [A-0007](#), p. 2; Note de bas de page no 2 : Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce B-0114, p. 13, 18, 23 à 25, 29 et 32, Tableaux 7, 10, A-1 à A-3, B-1, C-1 et C-2 ;

3.4 Conclusions et recommandations

Considérant la demande d'informations additionnelles formulée par la Régie dans sa correspondance du 26 août 2025³⁵, le GRAME recommande à la Régie de réitérer les informations à déposer par le Distributeur au rapport annuel en suivi de la décision [D-2025-033](#), par. 295 et de préciser, le cas échéant, si les informations additionnelles énoncées dans sa correspondance du 26 août 2025³⁶ doivent également être fournies.

³⁵ R-4307-2025, [A-0007](#), 1-2

³⁶ R-4307-2025, [A-0007](#), 1-2

4. PGEÉ : PRÉSENTATION DES PROGRAMMES EN EÉ ET DE GDP PAR PORTFOLIOS

Le GRAME a pris connaissance de la présentation globale des programmes en EÉ et de GDP soumise par le Distributeur.

Dans la décision [D-2025-065](#) rendue au dernier dossier tarifaire d'Énergir (R-4287-2024, phase 2, par. 29 à 31), la Régie indique que dans le cadre de l'examen de la demande pour le budget du PGEÉ, elle requiert davantage d'informations dont le TCTR par programme et par volet. Rappelons qu'Énergir est soumise au dépôt d'un dossier de fermeture annuel, donc que les informations sur les résultats de l'année précédente y sont détaillées. Toutefois, l'élément manquant demeure l'impact des prévisions sur les budgets, lesquelles relèvent des données afférentes à l'année projetée :

3.1 PGEÉ

[29] Comme le souligne Énergir, la Régie a déjà jugé adéquat le budget annuel 2025-2026 du PGEÉ. Toutefois, elle considère problématique l'absence de certaines données au présent dossier, notamment dans le contexte où Énergir indique que des modifications aux modalités de certains volets du PGEÉ seront implantées en 2025. Cela ne signifie pas que ce budget doit être intégré au revenu requis sans examen par la Régie afin de s'assurer que les tarifs demeurent justes et raisonnables.

[30] Dans le cadre de l'examen qu'elle doit faire pour intégrer le budget prévu du PGEÉ dans le revenu requis de l'année témoin 2025-2026 et ainsi être intégrée aux tarifs du Distributeur, la Régie requiert davantage d'informations afin de compléter son examen du PGEÉ.

[31] En conséquence, la Régie demande à Énergir de déposer les informations suivantes pour l'année 2025-2026, au plus tard le 7 juillet 2025 :

- Le survol des prévisions du PGEÉ21;
- Le TCTR avec BNÉ et le TCS par programme et volet. (Notre souligné)

Référence : R-4287-2024, phase 2, [D-2025-065](#), par. 29 à 31

Le GRAME constate que la Régie requiert également davantage d'informations au présent dossier via sa correspondance [A-0007](#), soit de fournir des informations complémentaires afin « *d'être en mesure d'apprécier la raisonnable de budgets des programmes d'EÉ et de GDP par rapport aux impacts énergétiques escomptés* » :

La Régie est d'avis qu'afin d'être en mesure d'apprécier la raisonnable de budgets des programmes d'EÉ et de GDP par rapport aux impacts énergétiques escomptés avec les données globales fournies par le Distributeur, certaines informations complémentaires sont requises.

La Régie requiert donc dès à présent du Distributeur les éléments de preuve suivants :

- Présenter et commenter les réductions de puissance annuelles associées au portfolio de GDP qui a été omis au Tableau 4 de la pièce B-0007 (p. 13).

- Séparer et commenter les tests économiques pour les portefeuilles d'ÉÉ et de GDP présentés au Tableau 6 de la pièce B-0007 (p. 17) par année de la demande tarifaire soit 2026, 2027 et 2028.
- Ventiler et commenter les budgets (investissements et charges), les impacts énergétiques et les tests économiques annuels des portefeuilles d'ÉÉ et de GDP par programme et par mesure d'ÉÉ et de GDP, selon le même niveau de détail des tableaux présentés dans le cadre du dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce B-0114³⁷, mais en ajoutant tout nouveau programme et toute nouvelle mesure.
- Présenter les hypothèses de calcul annuelles par programme et par mesure d'ÉÉ et de GDP (notamment, nombre de participants/projets, gains d'énergie/réductions de puissance unitaires, coûts évités, effets de distorsion) selon la ventilation demandée à 1.3. Veuillez élaborer sur les hypothèses retenues pour tout nouveau programme et toute nouvelle mesure.

Référence : R-4307-2025, [A-0007](#), 1-2

Le GRAME est d'avis que le format demandé par la Régie dans sa correspondance [A-0007](#) concernant les informations à fournir aux dossiers tarifaires serait plus approprié afin de pouvoir lier les dossiers tarifaires successifs adéquatement et afin d'éviter tout délai dans l'information disponible, facilitant ainsi l'administration saine et efficiente de la preuve. À cela, le Distributeur pourrait également présenter ses programmes en ÉÉ et de GDP par portefeuilles pour les fins de son objectif de gestion par portefeuille pour l'ÉÉ et pour la GDP³⁸.

Le GRAME recommande à la Régie d'indiquer précisément, dans sa décision à rendre au présent dossier, ses besoins en termes d'éléments de preuve à être déposés pour les fins d'approbation des budgets en ÉÉ et de GDP.

³⁷ R-4307-2025, [A-0007](#), p. 2; Note de bas de page no 2 : Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce B-0114, p. 13, 18, 23 à 25, 29 et 32, Tableaux 7, 10, A-1 à A-3, B-1, C-1 et C-2 ;

³⁸ R-4307-2025, [B-0075](#), p. 6

5. PROGRAMME ÉNERGIE EN RÉSEAU AUTONOME (ÉRA) ET CATÉGORISATION DES AIDES FINANCIÈRES POUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES.

5.1 Programme Énergie en réseau autonome (ÉRA)

5.1.2. Analyse

Pour ce qui est du traitement comptable des mesures relatives au programme Énergie en réseau autonome (ÉRA), considérant que le portfolio portant sur les mesures en efficacité énergétique est présenté globalement, il n'était d'abord pas possible de savoir si les coûts de cette mesure sont incorporés au portfolio global, ni si le Distributeur entend traiter ces coûts comme des investissements, lesquels seraient amortis sur la même période que celle des programmes en EÉ.

Suite aux précisions apportées par le Distributeur, le GRAME comprend cependant que les subventions pour les équipements de chauffage et les compensations pour l'achat de combustible par la clientèle seront toujours comptabilisées à titre de charges d'exploitation et non pas considérées comme de l'EÉ :

18.1. La Régie note des contradictions dans les informations des références (ii) à (iv) ainsi que la prévision d'un budget important aux Îles-de-la-Madeleine pour ce que le Distributeur qualifie comme des mesures en EÉ (référence (v)). Veuillez ainsi clarifier si le programme PUEÉ fait ou non partie des programmes et mesures en EÉ qui seront offerts par le Distributeur de 2026 à 2028.

Réponse

Le PUEÉ (Programme d'utilisation efficace de l'énergie) a été remplacé par le programme Énergie en réseau autonome (ÉRA).

Le programme ÉRA comporte deux volets :

- Premier volet : les subventions pour les équipements de chauffage au combustible ainsi que les compensations pour l'achat de combustible de la part des clients ne sont pas considérées comme de l'EÉ et sont respectivement comptabilisées dans les charges d'exploitation sous l'activité Exploitation des réseaux autonomes et dans les autres charges – achats de combustible
- Deuxième volet : les subventions pour des équipements efficaces, tels que les thermopompes, sont comptabilisées dans les budgets en EÉ, comme présentés au tableau 6 de la pièce révisée HQD-7, Document 1.

Ce changement de nom permet de regrouper l'offre pour la clientèle et ainsi en faciliter la compréhension. Comme mentionné en réponse à la question 2.1.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.1 (B 0039), aucun changement n'a été apporté au traitement comptable de ces deux volets.

Référence : R-4307-2025, [B-0078](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 2 de la Régie, RDDR no 18.1

Le Distributeur propose de doubler la compensation monétaire attribuée pour la consommation de combustible à domicile (propane et mazout) pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine :

2.3. Réseaux autonomes

2.3.1. Réseaux autonomes - Marché Résidentiel

En proposant un bouquet d'offres énergétiques pour la clientèle résidentielle des Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur veut inciter les clients à réduire leur consommation d'électricité de ce réseau autonome. Le Distributeur a notamment décidé de convertir le projet pilote visant l'installation de thermopompes aux Îles-de-la-Madeleine en mesure permanente à partir de l'automne 2025, bonifiant ainsi l'appui financier de la thermopompe très efficace et l'intégrant à même le programme Logisvert. Cette mesure s'appliquera uniquement aux clients de bâtiments existants et non à la nouvelle construction. Pour les nouveaux clients et les clients existants inscrits au programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur doublera la compensation monétaire attribuée pour la consommation de combustible à domicile (propane et mazout).

De plus, une bonification sera apportée afin de favoriser l'installation de nouveaux équipements au propane ou mazout, destinés précisément à la nouvelle construction. De plus, le Distributeur offrira un programme d'aides financières visant l'acquisition et l'installation de panneaux photovoltaïques chez la clientèle résidentielle, afin de diversifier les énergies renouvelables aux Îles-de-la-Madeleine.

Une analyse plus approfondie sera effectuée pour les réseaux autonomes du Nunavik en 2026 afin d'établir un plan d'action en matière de mesures et des modalités répondant aux enjeux distincts de ces réseaux localisés au nord du 53e parallèle. (Notre souligné)

Référence : R-4307-2025, [B-0075](#), p. 12

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur présente au tableau R-5.2 la ventilation de cette compensation pour les Îles-de-la-Madeleine ainsi que pour les autres réseaux autonomes, mais n'identifie pas les montants anticipés de la compensation monétaire attribuée pour la consommation de combustible à domicile (propane et mazout) par client. Nous comprenons cependant que la compensation sera deux fois plus élevée pour la clientèle des Îles-de-la-Madeleine que pour celle des autres réseaux autonomes :

Réponse

En ce qui concerne le traitement comptable des compensations pour la consommation de combustible évoquée dans le préambule, se référer à la réponse à la question 18.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2 (B-0078).

La compensation pour le combustible pour le programme ÉRA (anciennement connu sous PUEÉ) est présentée au tableau 5 de la pièce HQD-4, Document 1 (B-0013) pour l'ensemble des réseaux autonomes pour les années 2024 à 2028. Le tableau R-5.2 présente la ventilation de cette compensation pour les Îles-de-la-Madeleine ainsi que pour les autres réseaux autonomes.

Tableau R-5.2
Ventilation de la compensation pour combustible – Années 2024 à 2028 (M\$)

	2024 réel	2025 autorisé	2025 projeté	Année témoin 2026	Année témoin 2027	Année témoin 2028
Îles-de-la-Madeleine	7,0	7,3	6,5	6,3	6,4	7,2
Autres réseaux autonomes	10,7	10,3	14,7	9,4	9,3	10,0
Total	17,7	17,6	21,2	15,7	15,7	17,2

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.2

Le GRAME constate que la compensation versée pour les Îles-de-la-Madeleine restera stable pour les années 2026 et 2027, pour augmenter en 2028. L’offre de doubler la compensation ne semble pas avoir d’impact sur les prévisions du Distributeur, ce qui ne semble pas refléter adéquatement la proposition du Distributeur.

Bien que l’objectif soit de favoriser « *l’installation de nouveaux équipements au propane ou mazout, destinés précisément à la nouvelle construction* »³⁹ et que l’ajout de nouveaux clients ayant ces équipements sera progressif, le fait de doubler la compensation pour les clients existants devrait avoir un impact à la hausse sur la compensation pour combustible des années projetées 2026 à 2028. Le GRAME se questionne sur la validité de la ventilation déposée par le Distributeur, ou encore sur les raisons qui pourraient faire en sorte que la compensation pour le combustible sera moins importante en 2026 qu’en 2025 suite à l’augmentation du pourcentage de compensation de 30 à 60 % pour la clientèle résidentielle.⁴⁰

En effet, le Distributeur précise que « *La bonification annoncée aux Îles-de-la-Madeleine fait passer la compensation de 30 à 60 % pour la clientèle résidentielle.* »⁴¹

5.4. Veuillez fournir également la formule de calcul pour l’attribution de la compensation monétaire pour les Îles-de-la-Madeleine séparément de celle utilisée pour les autres RA.

Réponse

Les compensations et contributions du client par territoires ont été présentées au tableau 6.2 de la pièce HQD-3, document 2 (B-0013) du dossier R-4210-2022. La bonification annoncée aux Îles-de-la-Madeleine fait passer la compensation de 30 à 60 % pour la clientèle résidentielle. La contribution du client est mise à jour au 1er avril de chaque année. (Notre souligné)

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.4

³⁹ R-4307-2025, [B-0075](#), p. 12

⁴⁰ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.4

⁴¹ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.4

Selon le *Suivi de la Stratégie de conversion du réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine* déposé par le Distributeur en juin 2025, la nouvelle option retenue consiste en la construction d'une nouvelle centrale thermique alimentée par un carburant à faible intensité carbone. Le GNR-R et le diesel renouvelable sont à l'étude. De plus, le Distributeur indique que les moteurs de la nouvelle centrale pourraient être adaptés afin d'être en mesure d'utiliser d'autres carburants ultérieurement :

Évolution de la situation

Le coût du projet de câble sous-marin est maintenant estimé à plus de 2,5 milliards \$. Les coûts ont significativement augmenté ces dernières années, notamment en raison de l'impact du contexte mondial du secteur de l'énergie sur les coûts d'approvisionnement en équipements nécessaires au raccordement.

Dans tous les cas, le Distributeur précise que la construction d'une centrale neuve est maintenant requise pour assurer la fiabilité d'alimentation de la communauté locale compte tenu que la centrale actuelle atteindra sa fin de vie utile.

Dans ce contexte, Hydro-Québec considère que la seule option viable est d'abandonner le scénario de câble sous-marin et de procéder à la construction, sur le site de l'actuelle, d'une nouvelle centrale thermique alimentée par un carburant à faible intensité carbone, qui reste à déterminer. Pour le moment, le GNL-R et le diesel renouvelable sont à l'étude. Les moteurs de la nouvelle centrale pourraient être adaptés ultérieurement pour être en mesure de consommer différents carburants qui pourraient être disponibles dans le futur, le cas échéant. L'étude d'avant-projet est en cours et la mise en service est préliminairement prévue à l'horizon 2035.

Par ailleurs, Hydro-Québec prévoit toujours étudier des scénarios d'optimisation de l'intégration éolienne, selon les conclusions de l'intégration du Parc Éolien de Grosse Île (PEDGI) et le potentiel d'ajout d'éoliennes terrestres.

En complément, un bouquet de mesures sera déployé pour limiter la consommation d'électricité produite par la centrale et réduire les GES, notamment par un plan ambitieux en efficacité énergétique, une aide financière pour l'acquisition de panneaux solaires, et une bonification du programme « Énergie en réseau autonome » (ERA), jusqu'à récemment connu comme le « Programme d'utilisation efficace de l'énergie » (PUEÉ).

Référence : [Suivi de la Stratégie de conversion du réseau autonome des îles-de-la-Madeleine](#), p. 2-3

Le GRAME soumet que la réfection de l'alimentation électrique des Îles-de-la-Madeleine vise notamment à réduire l'empreinte environnementale des émissions de GES et les risques liés à l'utilisation de produits pétroliers dans un contexte de fragilité des écosystèmes propre aux Îles-de-la-Madeleine. À titre d'exemple, un déversement important d'hydrocarbures a eu lieu dans le port de Cap-aux-Meules en septembre 2014, pour lequel un suivi doit être déposé dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.⁴² Il serait donc opportun d'avoir une vision globale favorisant également la réduction de la consommation de produits pétroliers pour le chauffage des habitations.

⁴² R-4100-2019, [D-2020-055](#), p. 18 et R-4307-2025, [D-2025-098](#), p. 25, par. 76

Le GRAME soumet que l'offre de doubler la compensation pour la consommation de combustible ne devrait être offerte que sous la condition de mettre en place des équipements efficaces.

Nouvelle technologie

L'équipement de chauffage au mazout de nouvelle génération permet d'obtenir un indice d'efficacité de 96%. Cela signifie qu'il conserve l'énergie pour assurer votre confort. Les brûleurs au mazout de nouvelle génération sont dotés de têtes de rétention de flammes. De plus, leur mode de fonctionnement prolonge la vie de votre système au mazout.

Référence : [Mazout - ADEQ](#)

5.1.3. Conclusions et recommandations

Pour des raisons d'équité entre les clients du Distributeur, le GRAME comprend que l'augmentation de la compensation pour le mazout doit être offerte également aux clients existants. Cependant, la condition d'efficacité des équipements permettrait d'avoir une offre équitable entre les clients existants et les nouveaux clients (nouvelle construction), tout en évitant une compensation plus importante pour les clients existants qui utilisent des équipements désuets et moins efficaces. Cette condition réduirait également les coûts du ÉRA, tout en réduisant l'impact sur la croissance des émissions de GES liées à l'usage de combustible. Rappelons que « *Le mazout est l'une des sources d'énergie les plus polluantes pour chauffer les bâtiments résidentiels* ». ⁴³

De plus, le GRAME est d'avis que dans un contexte de transition énergétique, l'ajout d'incitatifs à la consommation de produits pétroliers doit être justifié. Le GRAME se questionne sur la pertinence de cette offre, sans que soit démontré par le Distributeur :

- Que celle-ci réduira la demande électrique de manière suffisante pour la justifier, considérant qu'elle a comme objectif de faire en sorte que les nouvelles constructions n'ajoutent pas à la demande électrique pour le chauffage, et
- Qu'une analyse coûts/bénéfices au niveau des coûts évités la justifie.

Le GRAME soumet que la preuve et les justifications du Distributeur sont incomplètes pour que la Régie se positionne favorablement à cette demande dans un contexte de transition énergétique.

Le GRAME recommande à la Régie de refuser la demande du Distributeur de doubler la compensation monétaire attribuée pour la consommation de combustible à domicile (propane et mazout) pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine, à moins qu'elle ne soit accompagnée de la condition d'installer des équipements efficaces.

⁴³ [Chauffage au mazout | Gouvernement du Québec](#)

5.2 Catégorisation des aides financières pour les systèmes photovoltaïques

5.2.1 Mise en contexte

L'intervention du GRAME s'inscrit en continuité avec ses représentations au dossier R-3986-2016 ([C-GRAME-0009](#)), dans lequel il a proposé diverses options centralisées (Production par le Distributeur) ou décentralisées (Production par la clientèle) pour les systèmes photovoltaïques en réseaux autonomes.

Concernant le programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de systèmes photovoltaïques (PV), le GRAME propose un regard sur quatre des types de « catégories juridiques »⁴⁴ prévus par la loi et pouvant être liés à l'offre du Distributeur pour favoriser l'acquisition et l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) par la clientèle de ces réseaux :

- Programme d'efficacité énergétique ;
- Programme commercial ;
- Tarif de gestion de la consommation ; et
- Approvisionnement.

5.2.2 Analyse

Le Distributeur propose en réseau intégré et pour le réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine un nouveau programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires visant l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) chez l'équivalent de 125 000 clients résidentiels d'ici 2035 :

2.1.1. Aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires

Comme énoncé au Plan d'action 2035, le Distributeur souhaite accélérer l'adoption de l'énergie solaire en soutenant l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) chez l'équivalent de 125 000 clients résidentiels à travers la province d'ici 2035. Pour ce faire, le Distributeur mettra en place un nouveau programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires. Ce nouveau programme vise à structurer un marché encore émergent en offrant une aide financière sur la capacité installée de production pour l'achat et l'installation de ces systèmes, en collaboration étroite avec les acteurs clés du secteur. Des initiatives complémentaires faciliteront le parcours des clients souhaitant devenir autoproducteurs d'électricité, tout en assurant une intégration harmonieuse de la production décentralisée au réseau québécois. Le programme, conjointement avec l'option de mesurage net, contribuera ainsi à diversifier le portefeuille énergétique du Distributeur

⁴⁴ R-4041-2018, [A-0006](#), Notes sténographiques de la rencontre préparatoire du 12 juin 2018 – Volume 1, p. 36-37 : LA PRÉSIDENTE : « *Oui, et ça me rappelle de parler plus fort. J'avais promis à maître Gertler d'essayer de parler plus fort. Alors, tarif de gestion de la consommation, programme commercial, programme d'efficacité énergétique et approvisionnement. C'est les quatre grands types prévus par la loi, là. Et chacun de ces types... chacune de ces catégories juridiques, si vous voulez, ont des caractéristiques propres, des avantages et inconvénients, bien sûr, à chacun et on voulait voir à laquelle les caractéristiques du programme GDP Affaires correspondaient le mieux.* »

et à préparer le Québec à l'intégration progressive de cette nouvelle forme de production.
(Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0075](#), p. 9

Au présent dossier, la Régie a mis en référence des définitions relatives aux ressources énergétiques distribuées (DER), lesquelles comprennent notamment l'efficacité énergétique (EÉ) et la production distribuée (DG). On constate une différence entre l'ÉÉ, **qui réduit la consommation énergétique de la clientèle**, et la DG, qui fait référence à la production d'électricité interconnectée au réseau de distribution et inclut la technologie solaire photovoltaïque distribuée, tout comme les petites éoliennes. Le GRAME est d'avis que l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) permet un effacement de la demande, mais pas une réduction de la consommation énergétique de la clientèle.

(iv) Les ressources énergétiques distribuées (DER) sont des ressources situées sur le réseau de distribution, généralement à proximité ou au sein même des installations des clients. Les DER comprennent l'efficacité énergétique (EE), la réponse à la demande (DR), la production distribuée (DG), le stockage distribué (DS), les véhicules électriques (VE) et l'électrification accrue des bâtiments.

DG : production d'électricité interconnectée au réseau de distribution et fonctionnant au niveau de la distribution, généralement à proximité d'une charge, mais parfois de manière autonome. La DG inclut la technologie solaire photovoltaïque distribuée (PV/DPV), la cogénération (CHP), le chauffage et le refroidissement urbains, les petites éoliennes, ainsi que les installations de biomasse et de biogaz associées aux décharges et aux exploitations agricoles.

EE : ressources comprenant des technologies, des services, des mesures ou des programmes qui réduisent la consommation d'énergie des clients et qui sont financés, promus ou soutenus d'une autre manière au nom de tous les clients des services publics d'électricité et de gaz.

Référence : R-4307-2025, [B-0039](#), Question 2, Référence de la Régie (vii). [National Standard Practice Manual For Benefit-Cost Analysis of Distributed Energy Resources](#), August 2020, p. i, xix et xx, page 4

Le programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires s'apparente à de l'autoproduction d'électricité et s'aligne avec la définition de production distribuée (DG), considérant son appariement avec l'option tarifaire de mesurage net. Cependant, le Distributeur indique que « *Les budgets pour les appuis financiers pour le solaire photovoltaïque seront intégrés au portfolio d'EÉ lorsque les hypothèses se préciseront*⁴⁵ ».

La question à se poser est de déterminer si ces aides financières devront être traitées à titre de programme en EÉ, à titre d'investissements pour des besoins d'approvisionnement ou à

⁴⁵ R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

titre de programme commercial. Chacune de ces options comporte des avantages et des inconvénients.

Doit-on rechercher le véhicule le plus près en termes de catégorie juridique, ou retenir **une définition large de l'ÉE**⁴⁶ comme le propose le Distributeur?

À priori, le principe comptable de répartition des coûts sur la durée de vie doit être respecté. Le GRAME soumet également que le principe de simplicité de l'offre est important, si on se tourne vers les résultats escomptés, soit une réduction de la demande électrique sur le réseau du Distributeur dans un contexte de transition énergétique et de croissance de la demande.

On ne doit pas prioriser une catégorie juridique qui mettra en péril les objectifs de décarbonation en lien avec la transition énergétique prévus par la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, laquelle fixe la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035⁴⁷, à moins que la nature juridique demandée ne soit insoutenable, comme c'était le cas pour la GPD Affaires, pour laquelle attribuer l'usage de groupes électrogènes de secours (produisant des GES) à de l'efficacité énergétique relevait d'une incohérence insoutenable.

CHAPITRE VI

DISPOSITIONS DIVERSES, TRANSITOIRES ET FINALES

155. Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie doit, au plus tard le 1^{er} avril 2026, soumettre à l'approbation du gouvernement le premier plan de gestion intégrée des ressources énergétiques visé à l'article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (chapitre M-14.1), édicté par l'article 10 de la présente loi. Jusqu'à l'approbation par le gouvernement de ce premier plan, les orientations à respecter et les objectifs et cibles à atteindre en matière d'énergie et d'efficacité énergétique visés à cet article 14.2 sont ceux établis par le décret n° 537-2017 (2017, G.O. 2, 2884), en y apportant les adaptations nécessaires. De même, la cible des approvisionnements en électricité visée au troisième alinéa de cet article 14.2 est fixée à 255 térawattheures au 1^{er} janvier 2035.

Référence : [Projet de loi numéro 69 - Sanctionné \(2025, chapitre 24\)](#)

L'objectif de ces coûts est d'apporter une plus-value en termes d'effacement de la demande sur une période associée à la durée de vie de l'équipement. Ainsi, il ne serait pas approprié d'intégrer ces coûts aux charges annuellement, comme c'est le cas du programme *Énergie*

⁴⁶ R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

⁴⁷ R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

en réseau autonome (ÉRA), dont les coûts sont récurrents sur une base annuelle. Le véhicule à choisir doit permettre de répartir ces coûts sur la durée de vie des équipements.

Au dossier R-4041-2018, le Distributeur indiquait qu'un programme en efficacité énergétique vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. De fait, l'offre pour l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) permet une baisse des ventes et une économie des ressources énergétiques disponibles du Distributeur dans les réseaux autonomes :

« C'est donc dans cette optique que le Distributeur a présenté le Programme sous l'article 49, de la même façon qu'il a présenté au fil des années les différents programmes en efficacité énergétique suivant l'article 49, et ce, depuis la décision D-2003-110 qui faisait ressortir les caractéristiques suivantes pour de tels programmes :

Un tel plan vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Il se caractérise par l'instauration de mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie. Cette incitation se traduit par des mesures de nature administrative, commerciale et financière dont le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur.

Le Distributeur est d'avis que ces commentaires de la Régie dans sa décision D-2003-110 confirment la nature juridique du Programme à titre de programme en efficacité énergétique. En effet, le Programme vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Ce programme consiste également en l'instauration de mesures de nature à inciter les participants à une gestion optimale de leur consommation durant certaines heures. »

Référence : R-4041-2018, [B-0007](#), p. 7

Lorsque l'on s'attarde à la définition retenue par TEQ au plan directeur, on constate que l'ÉE consiste à obtenir un meilleur rendement énergétique et moins d'énergie utilisée. On peut faire référence au principe selon lequel *la meilleure énergie est celle qui n'est pas consommée*. Le remplacement d'une forme d'énergie par une autre n'implique pas de réduction de l'énergie totale consommée pour rendre un même service. De l'avis du GRAME, l'offre d'acquisition et d'installation de systèmes photovoltaïques (PV) en remplacement de l'électricité ne constitue pas de l'efficacité énergétique au sens de cette définition :

« L'efficacité énergétique consiste à faire la meilleure utilisation possible de l'énergie disponible **pour obtenir un meilleur rendement énergétique**. Elle est améliorée lorsque, pour produire un même bien ou rendre un même service, **moins d'énergie est utilisée**.

Le choix de la forme d'énergie, le recours à de nouvelles technologies, l'utilisation d'un équipement et de procédés performants, la sensibilisation des consommateurs induisant des changements de comportements, la formation des travailleurs et l'application de normes réglementaires ou volontaires sont autant de moyens qui peuvent favoriser une plus grande efficacité énergétique.

Souvent désignée comme « première source d'énergie » ou « premier combustible » (first fuel), l'efficacité énergétique prend toute son importance quand on considère que les

systèmes de production d'énergie affranchis des énergies fossiles devront répondre à une demande mondiale en énergie qui ne cesse de croître. »

Référence : [TEQ - Plan directeur](#), p.38. (nos surlignés)

Selon le Distributeur, l'économie d'énergie correspond à **utiliser moins d'électricité pour le même service**, alors que les programmes de gestion de l'énergie consistent à mieux répartir la consommation d'électricité selon les périodes, notamment par l'effacement de charges en période de pointe. Le Distributeur précisait que « *l'efficacité énergétique vise donc une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles et une gestion optimale de la consommation* » :

5.2 Veuillez présenter les différents critères qui caractérisent, selon le Distributeur, un programme d'efficacité énergétique.

Réponse : Le Distributeur rappelle que l'efficacité énergétique comporte trois volets :

- l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage) ;
- l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service) ;
- la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment).

Les programmes de gestion de l'énergie consistent à mieux répartir la consommation d'électricité selon les périodes :

- déplacement de charges hors de la période de pointe ;
- effacement de charges en période de pointe.

Le Distributeur rappelle également qu'il avait proposé, dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (page 17), que le terme « gestion de la consommation » soit remplacé par « gestion de la demande en puissance » pour définir toute intervention du Distributeur auprès des clients visant à réduire les besoins en puissance du Distributeur.

Le Distributeur est d'avis que ces éléments sont tout à fait cohérents avec les orientations découlant de la décision D-2003-110, citée en référence (i), lesquelles sont d'ailleurs toujours pertinentes afin de faire ressortir les caractéristiques d'un programme d'efficacité énergétique. L'efficacité énergétique vise donc une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles et une gestion optimale de la consommation.

Le Distributeur estime que le Programme respecte ces caractéristiques. Il vise une économie dans l'utilisation des ressources du Distributeur disponibles. Les mesures mises de l'avant par les participants au Programme permettent également une gestion optimale de la consommation durant certaines heures. (Notre souligné)

Référence : R-4041-2018, [B-0015](#), Réponse à la demande de renseignement no 1 de la Régie, RDDR no 5.2

Le GRAME demandait au Distributeur de confirmer s'il considère que, bien que le client ne consomme pas la même quantité d'énergie, le Distributeur livre le même service à ce client qui s'efface. De l'avis du GRAME, le Distributeur ne fournit pas le même service puisque le client fournit une partie du service d'approvisionnement. Cependant, ce client recevrait une aide financière pour assurer une partie du service d'alimentation électrique.

Le Distributeur précise que le client « *qui bénéficie du programme d'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction lui rend le même service qu'un client qui participe un autre programme de son portfolio en EE* ». En cela, le GRAME est d'accord, le client efface une partie de sa demande, mais c'est aussi le cas pour le client participant à la GDP Affaires, lequel n'est pas reconnu à titre de programme d'efficacité énergétique, notamment parce qu'il n'y a pas toujours de réduction de l'énergie consommée par le client, mais plutôt un transfert, en tout ou en partie, de l'alimentation électrique, vers une autre forme d'énergie :

5.1.1. (Réf. i.) Veuillez confirmer que pour le programme solaire photovoltaïque, le Distributeur considère qu'il livre le même service à un client qui efface sa consommation, mais pas la même quantité d'énergie ?

Réponse

Pour le Distributeur, un client qui bénéficie du programme d'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction lui rend le même service qu'un client qui participe un autre programme de son portfolio en EE à savoir qu'il permet au Distributeur de réaliser une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles . Le programme d'installation de panneaux solaires n'est pas un programme de gestion de la consommation, mais bien un programme d'économie d'énergie, comme mentionné en réponse aux questions 2.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.1 (B-0039) et 20.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-8, Document 2.1.

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.1.1

Le Distributeur réfère également le GRAME à ses réponses fournies à la Régie et à l'AHQ-ARQ, que nous reproduisons ci-dessous. Pour ce qui est de la réponse à la demande de la Régie, le Distributeur nous renvoie à la définition de l'EE au dossier R-4041-2018, dans lequel il a présenté les interventions en EE en trois volets : (1) l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage); (2) l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service) ; (3) la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment).

2.1 En tenant compte des objectifs des nouveaux programmes d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) et du programme PUEÉ (références (i) à (iii)) ainsi que des concepts des références (iv) à (vii), veuillez justifier :

2.1.1. La catégorisation de ces programmes en tant que programmes d'EE.

Réponse :

D'une part, le Distributeur souligne que le paragraphe faisant l'objet de la référence (ii) comporte deux volets, à savoir le PUEÉ et les interventions en EE en réseaux autonomes. En ce qui a trait au PUEÉ, le Distributeur mentionne qu'aucun changement n'a été apporté au traitement comptable de ce volet. En ce qui a trait aux interventions en EE en réseaux autonomes, notamment pour le marché résidentiel, le budget demandé dans le cadre du présent dossier ne comprend que les montants prévus pour les appuis financiers dédiés à la thermopompe très efficace. Les budgets pour les appuis financiers pour le solaire

photovoltaïque seront intégrés au portfolio d'EE lorsque les hypothèses se préciseront, tel qu'indiqué au contexte du complément de preuve à la pièce HQD-7, Document 1.

D'autre part, la définition de l'efficacité énergétique a été abordée par le Distributeur à différentes occasions, notamment dans le dossier R-4041-2018⁴⁸. Dans ce dossier, le Distributeur a présenté les interventions en EE en trois volets :

- l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage);
- l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service) ;
- la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment).

Cette définition est d'ailleurs, selon le Distributeur, en lien avec celle établie par la Régie mentionnée à la référence (vii).

Pour le Distributeur, une intervention visant à offrir des appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction cadre parfaitement avec cette définition, notamment avec les volets d'économie d'énergie et d'utilisation de l'énergie en privilégiant la source d'énergie la mieux adaptée dans un contexte de transition énergétique.

Dans le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique, et avec les nouvelles dispositions de la Loi sur la gouvernance responsable qui fixent la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035, une définition large de l'EE s'avère cruciale. Le Distributeur est d'avis que ce type de mesures doit faire partie de son portefeuille afin d'encourager ses clients à utiliser l'électricité provenant d'une source alternative, lorsque c'est possible, permettant ainsi de réduire l'utilisation des ressources énergétiques existantes. De surcroît, conformément aux autres initiatives en EE, cette mesure résulte également en une baisse des ventes.

Conséquemment, le Distributeur est d'avis que les coûts (investissements et charges) liés à des offres d'incitatifs financiers pour ces nouvelles mesures d'EE sont justifiés et doivent faire partie des budgets des programmes présentés pour autorisation dans le présent dossier de même que les économies d'énergie qu'elles permettent de réaliser. (Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

Bien que le GRAME ait une perception différente du Distributeur par rapport à sa conclusion à l'effet que les « *appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction cadre parfaitement avec cette définition* »⁴⁹, le GRAME s'accorde avec le fait que dans un contexte d'objectifs ambitieux de décarbonation et de transition énergétique, ce type de mesure est nécessaire et qu'une offre financière est justifiée dans ce contexte. Cependant, le véhicule utilisé pourrait être différent et rencontrer les mêmes objectifs de décarbonation, objectifs auxquels le GRAME adhère.

⁴⁸ R-4207-2025, [B-0039](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1 : Note de bas de page no 1 : R-4041-2028, HQD-2, document 1 ([B-0015](#))

⁴⁹ R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

Le Distributeur indique qu'« *une définition large de l'ÉE s'avère cruciale* »⁵⁰.

20.1 Veuillez clarifier la « définition large de l'ÉE » telle que soulignée en référence (i), en indiquant notamment en quoi elle diffère de la définition généralement retenue par la Régie dans ses décisions antérieures

Réponse :

Une définition plus large de l'ÉE permet d'intégrer les gains énergétiques des clients qui se dotent d'équipements ou de technologies qui permettent au Distributeur de réaliser une économie dans l'utilisation de ses ressources énergétiques disponibles. Le Distributeur estime qu'offrir des appuis financiers visant l'achat d'équipements efficaces engendre le même bénéfice qu'offrir des appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires, notamment une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles et qui sera au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

Une définition classique pourrait n'inclure que l'offre d'appuis financiers pour des équipements ou technologies considérés comme efficaces lorsqu'ils sont comparés aux équipements standards.

Référence : R-4307-2025, [B-0083](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ, RDDR no 20.1

Le Distributeur précise au GRAME que l'« *installation de panneaux solaires permettra aux clients participants de réduire leur consommation d'énergie auprès du Distributeur* »⁵¹.

Concernant la nature juridique, le Distributeur précise au GRAME que l'objectif d'un programme commercial est plutôt d'aller chercher une part de marché additionnelle, donc que « *le programme d'installation de panneaux solaires ne se qualifie pas comme un programme commercial.* ». Le GRAME abonde dans le même sens que le Distributeur.

5.1.3 (Réf. i.) Le Distributeur indique que son objectif est d'atteindre la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035, donc que ce type de mesure est nécessaire afin d'encourager ses clients à utiliser l'électricité provenant d'une source alternative. Dans le cas où la Régie ne qualifiait pas ce programme de programme en ÉE, un tel programme ne pourrait-il pas plutôt être qualifié de programme commercial, lequel pourrait être calibré de manière à avoir un impact à la baisse sur les tarifs en se basant sur les coûts évités en RA de sorte que l'objectif du Distributeur d'atteindre la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035 soit maintenu?

Réponse

Comme mentionné en réponse à la question 19.2.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2 (B-0078), le Distributeur mentionne que le signal de coût évité de long terme en énergie en réseaux autonomes a servi d'intrants pour

⁵⁰ R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

⁵¹ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.1.2

établir son offre et est d'avis que cette offre devrait être considérée comme une mesure en EÉ.

Par ailleurs, la Régie, dans sa décision D-2017-058, a statué que « le but premier d'un programme commercial est d'accaparer une part de marché supplémentaire au profit de l'entreprise réglementée et de sa clientèle ». Ainsi, le Distributeur est d'avis que le programme d'installation de panneaux solaires ne se qualifie pas comme un programme commercial. (Notre souligné)

Référence : R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.1.3

Offre RA : programme d'installation de panneaux solaires aux Îles-de-la-Madeleine

Concernant le programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de systèmes photovoltaïques (PV), le Distributeur offrira un programme d'aides financières visant l'acquisition et l'installation de panneaux photovoltaïques chez la clientèle résidentielle, afin de diversifier les énergies renouvelables aux Îles-de-la-Madeleine,⁵² alors qu'une analyse plus approfondie sera effectuée pour les réseaux autonomes du Nunavik en 2026 afin d'établir un plan d'action en matière de mesures. :

2.3. Réseaux autonomes

2.3.1. Réseaux autonomes - Marché Résidentiel

[...]

De plus, une bonification sera apportée afin de favoriser l'installation de nouveaux équipements au propane ou mazout, destinés précisément à la nouvelle construction. De plus, le Distributeur offrira un programme d'aides financières visant l'acquisition et l'installation de panneaux photovoltaïques chez la clientèle résidentielle, afin de diversifier les énergies renouvelables aux Îles-de-la-Madeleine.

Une analyse plus approfondie sera effectuée pour les réseaux autonomes du Nunavik en 2026 afin d'établir un plan d'action en matière de mesures et des modalités répondant aux enjeux distincts de ces réseaux localisés au nord du 53e parallèle. (Nos soulignés)

Référence : R-4307-2025, [B-0075](#), p. 12

À propos de la calibration de l'aide financière du programme d'acquisition et d'installation de panneaux solaires aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur précise avoir considéré les coûts évités dans le calcul des tests économiques des programmes en réseaux autonomes :

19.2. Veuillez préciser les composantes du coût évité considérées dans le calcul des tests économiques des programmes suivants et motiver ces choix :

19.2.2. Programme Réseaux autonomes.

Réponse :

Les coûts évités considérés dans le calcul des tests économiques des programmes en Réseaux autonomes sont ceux présentés au tableau 2 de la pièce HQD-3, Document 3 (B-

⁵² R-4307-2025, [B-0075](#), p. 12

0012). Le coût évité peut varier selon la nature du programme et le réseau dans lequel le programme sera implanté.

Référence : R-4307-2025, [B-0078](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 2 de la Régie, RDDR no 19.2.2

Les RA étant déficitaires, il serait à l'avantage de l'ensemble de la clientèle d'en réduire les coûts et de favoriser l'acquisition et l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) par la clientèle de ces réseaux, sans compter l'avantage environnemental de la réduction de l'usage du diesel. Le GRAME recommande que l'offre d'acquisition et d'installation de systèmes photovoltaïques (PV) soit offerte à l'ensemble des RA du Nunavik le plus rapidement possible.

Dans le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique, et avec les nouvelles dispositions de la Loi sur la gouvernance responsable qui fixent la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035, **une définition large de l'ÉE s'avère cruciale**

Référence : R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

5.2.3 Analyse de la nature juridique

A. S'agit-il d'un programme d'efficacité énergétique ?

Dans décision D-2003-110, la Régie se prononce sur la nature du PGEÉ :

Nature du PGEÉ

Un tel plan vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de laquelle résulte une baisse des ventes. Il se caractérise par l'instauration de mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie. Cette incitation se traduit par des mesures de nature administrative, commerciale et financière dont le coût est partagé entre la clientèle et le Distributeur.

Il s'agit donc de mesures offertes à la clientèle dans le cadre d'une approche commerciale et dans un contexte de concurrence et ce, sans effet sur le confort des participants. Dans cette perspective, le PGEÉ peut être considéré comme une forme de prestation de service et, à ce titre, être traité selon l'article 49 de la Loi.⁵³ (Nos soulignés)

Critère de la baisse des ventes : Oui

Critère de l'économie dans l'utilisation des ressources énergétiques : Oui

Concernant le critère de l'économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, le GRAME soumet que l'offre du Distributeur permet un transfert des besoins du client vers une autre source d'énergie.

⁵³ R-3473-2001, [D-2003-110](#), Décision finale, p. 8-9.

Peut-on conclure à une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles lorsqu'il y a seulement déplacement de la consommation vers une autre source d'énergie ?

Le GRAME est d'avis que le fait d'utiliser une ressource renouvelable additionnelle permet une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles du Distributeur dans un contexte de croissance de la demande et de transition énergétique.

Mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie : Oui

En s'attardant au concept du point de vue du client, il est probable que celui-ci voudra maximiser ses retombées et réduire sa période de retour sur investissement, donc le GRAME est d'avis que le transfert d'une part de responsabilité dans l'alimentation électrique est de nature à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation énergétique.

Coût partagé entre la clientèle et le Distributeur : Oui

B. S'agit-il d'un programme commercial ?

Les programmes en efficacité énergétique sont souvent assimilés, du moins partiellement, à des programmes commerciaux. Au dossier R-4000-2017, le Distributeur laissait entendre que les mesures d'efficacité énergétique sont une forme de programme commercial.

9. Il est utile de rappeler ce en quoi consiste un programme commercial, pour le Distributeur.

10. Il s'agit d'offrir un appui financier à la clientèle de façon à l'inciter à entreprendre une action ou adopter un comportement qui n'aurait pas eu lieu sans cet appui financier. Cela peut consister, par exemple, à mettre en place des mesures d'efficacité énergétique, par exemple installer des produits éconergétiques, tels des chaudières efficaces. Le remplacement de systèmes au combustible par d'autres fonctionnant à l'électricité répond également à cette définition.⁵⁴

Cependant, comme nous l'avons énoncé précédemment, l'objectif d'un programme commercial est plutôt d'aller chercher une part de marché additionnelle⁵⁵. En ce sens, le programme d'offre pour l'acquisition et l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) ne répond pas à cet objectif.

⁵⁴ R-4000-2017, [B-0045](#), Argumentation du Distributeur, par. 9-10.

⁵⁵ R-4307-2025, [B-0086](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.1.3

C. S'agit-il d'un tarif de gestion de la consommation?

Le programme visant l'acquisition et l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) ne correspond pas à la définition d'un tarif de gestion de la consommation parce qu'il n'offre pas des aides financières récurrentes, comme c'est le cas avec la GDP Affaires.

D. S'agit-il d'un approvisionnement?

En ce qui concerne la définition d'un moyen d'approvisionnement, le Distributeur en décrivait ainsi l'objectif au dossier R-4041-2018 :

[Ê]tre reconnu comme un moyen de gestion de long terme afin de contribuer au bilan en puissance pour satisfaire les besoins en pointe tout en respectant les critères de fiabilité en puissance de la Régie et du NPCC.⁵⁶

Considérer l'offre d'acquisition et d'installation de systèmes photovoltaïques (PV) comme un approvisionnement obligerait le Distributeur à se conformer au nouveau libellé de l'article 74.1 LRE, soit de procéder par appel d'offres ou de demander à la Régie l'approbation de chaque contrat conclu avec ses clients, dépendamment des cas et des conditions qui seront déterminés par règlement par la Régie :

74.1. Le distributeur d'électricité doit assurer par tout moyen, notamment en concluant un contrat d'approvisionnement en électricité avec une personne ou une société pouvant entre autres être constituée en partenariat avec une communauté autochtone ou une municipalité, les approvisionnements requis pour la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale.

Lorsque le distributeur d'électricité conclut un contrat d'approvisionnement en électricité aux fins de l'application du premier alinéa, il doit, dans les cas et aux conditions que la Régie détermine par règlement, demander à cette dernière d'autoriser un tel contrat.

Cette autorisation n'est toutefois pas requise:

1° lorsque le distributeur d'électricité procède à l'adjudication d'un contrat d'approvisionnement en électricité de source renouvelable dans le cadre d'un appel d'offres public permettant d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs d'électricité qui y participent;

2° lorsque le distributeur d'électricité conclut un contrat d'approvisionnement en électricité en raison d'une situation d'urgence ou pour une durée d'au plus trois mois;

3° lorsque le gouvernement autorise le contrat d'approvisionnement en électricité aux conditions qu'il détermine.

Pour l'application du paragraphe 1° du troisième alinéa, lorsqu'un appel d'offres vise toutes les sources d'énergie renouvelable, un projet de gestion de la demande ou

⁵⁶ R-4041-2018, [B-0010](#), Complément de preuve additionnel, p. 8.

d'efficacité énergétique et son promoteur sont considérés respectivement comme un approvisionnement en électricité et un fournisseur d'électricité.

2000, c. 22, a. 27; 2006, c. 46, a. 43; 2025, c. 24, a. 59.

Référence : [Loi sur la Régie de l'énergie, art. 74.1](#) (notre souligné)

Le GRAME est d'avis qu'une telle procédure pourrait complexifier le processus de déploiement de l'offre d'acquisition et d'installation de systèmes photovoltaïques (PV). De plus, utiliser ce véhicule abolirait le financement pour l'installation et les équipements, en concentrant le paiement sur les kW produits et pourrait ainsi mettre en péril l'objectif du programme, soit de réduire la demande électrique dans un contexte de transition énergétique.

Considérant qu'il n'est pas incohérent de retenir la catégorie juridique d'un programme en EÉ pour cette offre, le GRAME soumet que ce n'est pas dans l'intérêt public de complexifier la procédure de déploiement du programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de systèmes solaires photovoltaïques.

5.2.4. Conclusions et recommandations

Le GRAME est d'avis que le principe comptable de répartition des coûts sur la durée de vie du programme d'acquisition et d'installation de systèmes solaires photovoltaïques doit être respecté.

Le GRAME soumet également que le principe de simplicité de l'offre est important afin de rencontrer les objectifs de réduction de la demande électrique sur le réseau du Distributeur dans un contexte de transition énergétique et de croissance de la demande.

Le GRAME est d'avis qu'on ne doit pas prioriser une catégorie juridique qui mettrait en péril les objectifs de décarbonation en lien avec la transition énergétique prévus par la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, laquelle fixe la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035⁵⁷, à moins que la nature juridique demandée ne soit insoutenable, comme c'était le cas avec la GPD Affaires, pour laquelle attribuer l'usage de groupes électrogènes de secours (produisant des GES) à de l'efficacité énergétique relevait d'une incohérence insoutenable.

Par conséquent, le GRAME est d'avis que la nature juridique du programme d'acquisition et d'installation de systèmes solaires photovoltaïques à retenir devrait être celle d'un programme en efficacité énergétique parce que l'ensemble des critères qui lui sont associés peuvent être intégrés dans la définition large de l'EÉ⁵⁸, alors que les autres types de

⁵⁷ R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

⁵⁸ R-4307-2025, [B-0039](#), Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, RDDR no 2.1.1

catégories juridiques s'en éloignent, ou complexifient la procédure de déploiement du programme.

Le GRAME recommande à la Régie d'autoriser que le programme d'acquisition et d'installation de systèmes solaires photovoltaïques soit maintenu au sein du PGEÉ du Distributeur à titre de programme en EÉ.

6. SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-068 : MONTANT AU SOUTIEN DE L'ACHAT D'ÉQUIPEMENTS POUR LA BIÉNERGIE

Le Distributeur propose de déposer les montants engagés à travers le PGEÉ en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie à l'occasion des renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 LRÉ et d'être exempté de déposer l'information sur les montants engagés en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie aux dossiers tarifaires, puisque la présentation des budgets des programmes d'EÉ est déposée globalement :

2. Suivi de la décision D-2023-068

Dans la décision D-2023-068⁵⁹, la Régie demande de déposer les montants engagés à travers le PGEÉ en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie. Puisque, dans le présent dossier, le Distributeur présente les budgets des programmes d'EÉ globalement, il propose de déposer l'information demandée à l'occasion des Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ.

Le Distributeur demande à la Régie d'être exempté de déposer l'information sur les montants engagés en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie dans ses dossiers tarifaires.

Référence : R-4307-2025, [B-0075](#), p. 20

Le Distributeur fait référence dans sa demande aux suivis demandés dans la décision [D-2023-068](#), paragraphe 184 (R-4169-2021), soit les montants engagés au PGEÉ pour le soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie et les aides financières du Gouvernement en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie :

[184] La Régie demande aux Distributeurs de déposer les éléments suivants, dès le prochain dossier tarifaire d'HQD et pour les prochains dossiers tarifaires d'Énergir :

- Les montants engagés par les Distributeurs à travers leur PGEÉ respectif en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie;
- Les aides financières du Gouvernement allouées en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie par l'entremise du Bureau de la transition climatique et énergétique du MELCCFP. (Notre souligné)

Référence :R-4169-2021, [D-2023-068](#), par. 183 et 184.

⁵⁹ R-4307-2025, [B-0075](#), p. 20 : Note de bas de page no 17 : [D-2023-068](#) (R-4169-2021), paragraphe 184.

Le GRAME soumet que l'ensemble des besoins en termes d'informations à fournir ont été analysés de manière exhaustive au dossier R-4169-2021. La Régie indique au paragraphe 183 que compte tenu de l'importance des montants et du potentiel relatif au Tarif biénergie CI, la Régie « *juge qu'il est pertinent de demander certains suivis concernant les aides financières reçues des différents programmes gouvernementaux ou d'autres programmes.* » :

[183] Par ailleurs, compte tenu de l'importance des montants et le potentiel de succès d'adhésion au Tarif biénergie CI, la Régie juge qu'il est pertinent de demander certains suivis concernant les aides financières reçues des différents programmes gouvernementaux ou d'autres programmes.

Référence : R-4169-2021, [D-2023-068](#), paragraphe 183

De l'avis du GRAME, la raison invoquée par le Distributeur, soit que la présentation des budgets des programmes d'ÉÉ a été déposée globalement⁶⁰, n'est pas suffisante, considérant l'importance des montants, lesquels sont associés aux équipements électriques efficaces, comme les thermopompes.

Bien que ces informations pourraient être accessibles via les suivis du Distributeur à l'occasion des renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ, les informations les plus à jour pourraient ne pas être disponibles à la date de dépôt des prochains dossiers tarifaires.

Considérant que la Régie doit déterminer si les mesures du PGEÉ et de GDP sont globalement justifiées aux fins de l'établissement des tarifs, le GRAME recommande à la Régie de maintenir aux dossiers tarifaires le dépôt de ses suivis.

⁶⁰ R-4307-2025, [B-0075](#), p. 20d