

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2026-033

R-4307-2025

13 mars 2026

PRÉSENTS :

François Émond
Sylvie Durand
Michel Simard
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond – Volet 1

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

Demanderesse :

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur)
représentée par M^e Simon Turmel.

Intervenants :

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)
représenté par M^e Steve Cadrin;

Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ)
représentée par M^{es} Paule Hamelin et Nicolas Dubé;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)
représenté par M^e Sylvain Lanoix;

Coalition des centres de données (Coalition)
représentée par M^{es} Jean-Philippe Therriault et Marie-Pierre Boudreau;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)
représentée par M^{es} André Turmel et Charles Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)
représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)
représentée par M^e Éric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)
représenté par M^{es} Franklin S. Gertler et Gabrielle Champigny;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e Jocelyn Ouellette;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)

représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Serena Trifiro;

Union des producteurs agricoles (UPA)

représentée par M^e Rémi Jolicoeur.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ACRONYMES	7
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS	8
1 DEMANDE	9
2 CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE.....	10
3 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES	11
3.1 MISE À JOUR DES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES RECONNUS	11
3.2 MODIFICATIONS AUX PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES RECONNUS.....	16
4 STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU.....	22
4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR	22
4.2 POSITION DES INTERVENANTS	25
4.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	25
5 PRÉVISION DE LA DEMANDE.....	26
5.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR	26
5.2 POSITION DES INTERVENANTS	28
5.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	33
6 COÛTS ÉVITÉS.....	37
6.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR	37
6.2 POSITION DES INTERVENANTS	39
6.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	43
7 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE.....	48
7.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR	48
7.2 POSITION DES INTERVENANTS	62
7.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	68
8 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ - APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ	87
8.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	87
8.2 POSITION DES INTERVENANTS	102
8.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	116
8.4 COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS	133
9 SERVICES DE TRANSPORT	134
10 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SERVICES À LA CLIENTÈLE	134
10.1 CHARGES TRAITÉES DANS LE DOSSIER R-4305-2025.....	136
10.2 AUTRES CHARGES	139
10.3 REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ.....	142
10.4 RABAIS SUR VENTES POUR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU.....	142
10.5 COMPENSATION POUR LES RÉSEAUX MUNICIPAUX	143

11	BASE DE TARIFICATION.....	144
11.1	ÉVOLUTION DES COMPOSANTES DE LA BASE DE TARIFICATION	144
11.2	MISES EN SERVICE	145
11.3	POSITIONS DES INTERVENANTS	150
11.4	OPINION DE LA RÉGIE.....	150
12	RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	152
13	REVENUS REQUIS DU PROJET BRCC.....	153
13.1	POSITION DU DISTRIBUTEUR	153
13.2	POSITION DES INTERVENANTS	155
13.3	OPINION DE LA RÉGIE	156
14	REVENUS REQUIS	158
15	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	161
15.1	POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	161
15.2	POSITION DES INTERVENANTS	161
15.3	OPINION DE LA RÉGIE.....	162
16	INTERFINANCEMENT	163
17	CONDITIONS DE SERVICE	165
17.1	INTRODUCTION DE FRAIS POUR LA TRANSMISSION DE LA FACTURE PAPIER	165
17.2	MODIFICATION À L'ARTICLE 1.3 DES CONDITIONS DE SERVICE	171
18	MODIFICATIONS AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ	172
18.1	TARIF POUR LES SURCONSOMMATEURS DE LA CLIENTÈLE	172
18.2	TARIF FLEX POUR LES SURCONSOMMATEURS.....	185
18.3	FERMETURE DES INSCRIPTIONS À L'OPTION DE CRÉDIT HIVERNAL POUR LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE ET DE PETITE PUISSANCE.....	186
18.4	AUTRES MODIFICATIONS	194
19	STRATÉGIE TARIFAIRE.....	199
19.1	POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	199
19.2	POSITION DES INTERVENANTS	202
19.3	OPINION DE LA RÉGIE.....	206
20	HAUSSES TARIFAIRES.....	211
21	GRILLES DES TARIFS ET TARIFS D'ÉLECTRICITÉ	213
	DISPOSITIF :	213

LISTE DES ACRONYMES

ASC	Accounting Standards Codification®
ASF	avantages sociaux futurs
ASU	Accounting standards update
ATPD	fréquence des accidents de travail de distribution
ATPTG	fréquence des accidents de travail global
BRCC	bornes recharge en courant continu
CÉR	compte d'écarts et de reports
CFR	compte de frais reportés
CHPE	Champlain Hudson Power Express
CIIEP	crédit d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre
CMPC	coût moyen pondéré en capital
CS	Conditions de service
DAM	Day Ahead Market
DDR	demande de renseignements
ÉA	état d'avancement
EÉ	efficacité énergétique
GDP	gestion de la demande de puissance
ICE	Intercontinental Exchange Inc
MCC	méthode de cheminement des coûts
MÉIÉ	ministère de l'Énergie, de l'Innovation et de l'Économie
MELCCFP	ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
MFR	ménages à faible revenu
MIV	maîtrise intégrée de la végétation
MTÉR	mécanisme de traitement des écarts de rendement
MTSM	mécanisme de traitement des surplus et des manques à gagner

PCGR	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PDA	puissance disponible autorisée
PGIRE	Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques
Plan d’approvisionnement	plan d’approvisionnement du Distributeur
PRI	période de retour sur l’investissement
ROS	Rest of State
SIÉ	service d’intégration éolienne
TCTR	test du coût total en ressources
TD	tarification dynamique
TDT	tarification différenciée dans le temps
TNT	test de neutralité tarifaire
TP	test du participant
TAP	test de l’administrateur public
UCAP	Unforced Capacity
VZE	véhicule zéro émission

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS

\$	dollar canadien
ha	hectare
k	kilo (mille)
kV	kilovolt
M	méga (million)
kW	kilowatt
MW	mégawatt
M ²	mètre carré
kWh	kilowattheure - 10 ³ ou 1 000 Wh
MWh	mégawattheure - 10 ⁶ ou 1 000 000 Wh
GWh	gigawattheure - 10 ⁹ ou 1 000 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10 ¹² ou 1 000 000 000 000 Wh

1 DEMANDE

[1] Le 31 juillet 2025, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande visant à fixer les tarifs d'électricité prévus à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*¹ au 1^{er} avril des années tarifaires 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 (la Demande)². Cette Demande est présentée notamment en vertu des articles 31, 32, 48, 49, de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)³ et des articles 159, 160 et 161 de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (la Loi 24) sanctionnée le 7 juin 2025⁴.

[2] Le 11 août 2025, la Régie publie une lettre procédurale⁵ par laquelle elle demande au Distributeur de publier un avis public et établit le calendrier relatif aux demandes d'intervention.

[3] Les demandes d'intervention sont déposées le 28 août 2025⁶. Le Distributeur les commente le 4 septembre 2025⁷ et les répliques sont déposées du 8 au 10 septembre 2025⁸.

[4] Le 10 septembre 2025, le ROEE amende sa demande d'intervention⁹ et demande à la Régie de lui permettre d'intervenir sur deux sujets supplémentaires, compte tenu de la décision D-2025-087 rendue par la Régie dans le cadre du dossier R-4305-2025. Le 11 septembre 2025, le Distributeur commente cette demande¹⁰.

¹ [RLRQ, c. H-5](#), telle que modifiée par la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, [L.Q. 2025, c. 24](#) (la Loi 24).

² Pièce [B-0002](#).

³ [RLRQ, c. R-6.01](#), tel que modifié par la Loi 24.

⁴ [L.Q. 2025, c. 24](#).

⁵ Pièces [A-0002](#), [A-0003](#), [A-0004](#) et [B-0024](#).

⁶ Pièces [C-AHQ-ARQ-0002](#), [C-AREQ-0002](#), [C-AQCIE-CIFQ-0002](#), [C-Coalition-0002](#), [C-FCEI-0002](#), [C-GRAVE-0002](#), [C-OC-0002](#), [C-ROEE-0002](#), [C-RNCREQ-0002](#), [C-RTIEE-0002](#), [C-UC-0002](#) et [C-UPA-0002](#).

⁷ Pièce [B-0032](#).

⁸ Pièces [C-AHQ-ARQ-0005](#), [C-AQCIE-CIFQ-0005](#), [C-Coalition-0006](#), [C-FCEI-0005](#), [C-GRAVE-0005](#), [C-OC-0005](#), [C-ROEE-0005](#), [C-RNCREQ-0005](#), [C-RTIEE-0005](#) et [C-UC-0008](#).

⁹ Pièce [C-ROEE-0007](#).

¹⁰ Pièce [B-0045](#).

[5] Le 2 octobre 2025, la Régie rend sa décision D-2025-098¹¹ qui porte sur les demandes d'intervention, les budgets de participation, le cadre d'examen du dossier, ainsi que l'échéancier pour le traitement de la Demande.

[6] Le 24 novembre 2025, la Régie rend sa décision D-2025-113 portant sur les demandes d'ordonnance relatives aux réponses du Distributeur à certaines questions des intervenants dans le cadre du Volet 1 du présent dossier¹².

[7] Le 19 décembre 2025, la Régie dépose une correspondance dans laquelle elle répond aux commentaires du RTIEÉ¹³.

[8] Du 8 au 16 et les 20 et 21 janvier 2026, la Régie tient une audience sur le Volet 1 de la Demande. La Régie entame son délibéré le 22 janvier 2026.

[9] La présente décision porte sur la demande de révision tarifaire du Distributeur des années 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029.

2 CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[10] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie identifie certains ajustements aux revenus requis de 2026 à 2028 et estime les tarifs pour les mêmes années. La Régie demande au Distributeur de refléter ces ajustements dans les mises à jour qu'il déposera **au plus tard le 20 mars 2026 à midi**. Les tarifs finaux seront établis suivant le dépôt de ces mises à jour.

¹¹ Décision [D-2025-098](#).

¹² Décision [D-2025-113](#).

¹³ Pièce [A-0032](#).

3 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

3.1 MISE À JOUR DES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES RECONNUS

[11] Le Distributeur mentionne que l'entrée en vigueur de la Loi 24 modifie le cadre d'établissement des tarifs d'électricité. Il précise qu'il s'agit d'un retour à l'établissement des tarifs selon le coût de service, les tarifs des dernières années ayant été établis en fonction de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité* (Loi sur la simplification)¹⁴.

[12] Le Distributeur soutient ainsi que l'ensemble des principes réglementaires identifiés comme étant « inopérants » sous le régime induit par la Loi sur la simplification redevient utile et disponible aux fins d'établir les tarifs à compter de 2026.

[13] Conséquemment, il demande à la Régie de reconnaître la mise à jour des principes réglementaires et des méthodes et pratiques comptables présentées aux annexes du document B-0010, à compter du 1^{er} janvier 2026, redevenus opérants à titre de récipients des écarts dont l'ensemble des CÉR.

[14] Le Distributeur précise que l'application et les modalités de disposition des montants versés dans les CÉR pourront être déterminées dans le cadre du dossier portant sur le MTSM prévu à l'article 52.3 de la Loi, ainsi que la mise à jour des méthodes et pratiques comptables¹⁵.

¹⁴ [L.Q. 2019, c. 27.](#)

¹⁵ Pièce [B-0010](#), Annexe A et B.

PROVISION RÉGLEMENTAIRE

[15] Pour l'année 2026, le Distributeur précise qu'une provision réglementaire en lien avec l'année 2025 a pu être déterminée dans le cadre du dossier tarifaire 2025 puisque les revenus requis de cette année de recalibrage ont été établis en coût de service¹⁶.

[16] La FCEI soutient que la provision réglementaire de 133 M\$ n'a pas lieu d'être parce que le principe même de la provision réglementaire n'était pas applicable lors du dossier tarifaire 2025.

[17] Interrogé par l'intervenante, concernant la provision réglementaire aux dossiers tarifaires précédents, le Distributeur mentionne :

Dans le cadre du dossier tarifaire 2025, le mécanisme de la provision réglementaire faisait partie des principes réglementaires jugés « inopérants » sous la Loi sur la simplification, les hausses tarifaires des quatre prochaines années devant être établies en fonction de l'indice des prix à la consommation et non sur la base du coût de service. Ainsi, il n'y avait pas lieu de prendre en compte une provision réglementaire dans le calcul de la hausse tarifaire 2025.

Le Distributeur tient toutefois à préciser que le montant à la ligne 22 du tableau A-1 de la référence (iii) « Revenus générés du 1^{er} janvier au 31 mars 2026 par la hausse » représente bien la provision réglementaire de 2025 malgré qu'elle n'ait pas été identifiée à ce titre¹⁷.

[18] La Régie est d'avis que l'examen de l'applicabilité de la provision réglementaire doit s'effectuer sous deux angles :

- L'applicabilité du principe relatif à l'établissement de la provision réglementaire;
- La disponibilité des données relatives à l'établissement de la provision réglementaire.

¹⁶ Pièce [B-0085](#), R-1.4, p. 6 et 7.

¹⁷ Pièce [B-0085](#), R-1.3, p. 6.

[19] Dans un premier temps, le Distributeur et la FCEI s'entendent sur un point. L'application de la Loi sur la simplification a effectivement eu pour effet de rendre ce principe réglementaire inopérant puisque les conditions d'application déterminées dans la décision D-2005-34¹⁸ n'étaient plus rencontrées par l'effet de la Loi sur la simplification. La décision D-2025-033¹⁹ du dossier R-4270-2024 a reconnu que ce principe devenait inopérant puisque les tarifs de l'année témoin suivant l'année de recalibrage devaient être indexés. C'est cette décision qui a produit un effet direct sur le statut du principe, en reconnaissant les motifs invoqués par le Distributeur²⁰.

[20] Ainsi, ce principe est devenu inopérant, mais il n'a pas été abrogé des principes réglementaires applicables au Distributeur. À cet effet, pour abroger un principe réglementaire établi par une décision de la Régie, une décision doit être rendue en ce sens, ce qui n'est pas le cas en l'espèce.

[21] Lors de l'audience, le Distributeur explique les raisons pour lesquelles la provision réglementaire était inopérante en 2025 et cette provision doit être prise en compte pour l'année 2026 et les années suivantes²¹. Il mentionne, entre autres, que pour l'année 2026 le calcul de la provision réglementaire est possible puisque le revenu requis de l'année 2025 a été établi en coût de service. Il ajoute que les informations requises pour le calcul d'une provision réglementaire pour l'année 2025 n'étaient pas disponibles, les tarifs de l'année 2024 ayant été déterminés sur la base d'une formule d'indexation et non en fonction du coût de service.

[22] La Régie constate que le principe de la provision réglementaire s'est retrouvé inopérant, non pas par l'abrogation dudit principe, mais plutôt par la non-disponibilité des données requises à son calcul. Le fait que les coûts, et par conséquent les revenus requis, aient été établis par la méthode du coût de service pour l'année 2025 fait en sorte que les données relatives à la prise en compte de la provision réglementaire pour l'année 2026 sont disponibles.

¹⁸ Dossier R-3541-2004, décision [D-2005-34](#), p. 34 et 35.

¹⁹ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 32, par. 91.

²⁰ Dossier R-4270-2024, pièce [B-0031](#), annexe A, p. 12.

²¹ Pièce [A-0040](#), p. 34 à 39.

[23] En conséquence, la Régie est d'avis que ce principe réglementaire redevient opérant puisque les données relatives à son application sont disponibles. Ainsi, il y a lieu de prendre en compte, dans le calcul du revenu requis de l'année tarifaire 2026, le calcul de la provision réglementaire.

Coûts liés aux interventions en efficacité énergétique

[24] Dans sa décision D-2019-088, la Régie autorisait le Distributeur à créer un CÉR pour capter les écarts budgétaires liés aux charges d'exploitation, à l'amortissement et au rendement de la base de tarification, en lien avec ses interventions en efficacité énergétique. Ce dernier souligne que le CÉR autorisé par la Régie²² redevient opérant à compter du 1^{er} janvier 2026 à titre de récipient.

[25] Considérant que ce CÉR n'a pas trouvé application et que le suivi visant l'approbation de ses modalités de disposition a été rendu caduc par la décision D-2020-055²³, la Régie juge que son application et ses modalités de disposition des montants qui y seraient versés devront faire l'objet d'un examen et, le cas échéant, être statuées dans le cadre du dossier portant sur le MTSM.

Actif réglementaire correspondant aux coûts de l'activité Maitrise de la végétation

[26] La Régie considère qu'en cohérence avec la décision D-2025-114²⁴, la pratique comptable liée à l'actif réglementaire correspondant aux coûts de l'activité MIV ne devrait plus apparaître à l'annexe B de la pièce B-0010.

[27] À cet effet, la Régie demande au Distributeur de retirer cet élément de sa liste des méthodes et pratiques comptables reconnues par la Régie.

²² Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 132 et 133.

²³ Dossier R-4100-2019, décision [D-2020-055](#), p. 16

²⁴ Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-114](#).

Mécanisme de traitement des écarts de rendement

[28] Le Distributeur demande à la Régie de rendre caduc le MTÉR en lien avec les modifications réglementaires relatives à l'entrée en vigueur de la Loi 24.

[29] La Régie juge qu'il est prudent de ne pas mettre fin au MTÉR immédiatement. Le cas échéant, la formation chargée de l'examen du MTSM se prononcera sur le maintien, ou non, de ce principe réglementaire. La Régie convient que maintenir le MTÉR et la création du MTSM pourrait entraîner une double captation des écarts pour une même année tarifaire. Toutefois, les modalités du MTSM ne sont pas connues à ce jour, incluant les modes de disposition des écarts. Si la Régie devait simplement mettre fin au MTÉR et que, pour quelques raisons, le MTSM ne permettait pas, complètement ou en partie, de capter les écarts de rendement pendant une ou plusieurs années du cycle tarifaire 2026-2028, il n'y aurait alors pas traitement de surplus ou manques à gagner cumulés pendant la révision tarifaire 2026-2028.

[30] **La Régie rejette la demande du Distributeur de reconnaître la caducité du MTÉR. Cependant, elle considère que le principe réglementaire demeure inopérant jusqu'au moment où la Régie rendra une décision sur le statut de ce principe dans le cadre de l'audience qui portera sur le MTSM sur le cycle tarifaire 2026-2028. Dans le cadre de ce dossier, la Régie sera en mesure d'interpréter la portée de l'article 52.3 de la Loi.**

[31] **La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de déposer une proposition relative au MTSM lors du premier semestre de 2026.**

[32] **Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie reconnaît la mise à jour des principes réglementaires et pratiques comptables présentées aux annexes A et B de la pièce B-0010, telle que modifiée pour tenir compte des conclusions spécifiées ci-haut.**

3.2 MODIFICATIONS AUX PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES RECONNUS

3.2.1 MÉCANISME DE LISSAGE DES HAUSSES TARIFAIRES

[33] Le Distributeur demande à la Régie d'énoncer un principe réglementaire permettant l'application d'un mécanisme de lissage des hausses tarifaires pour les clients aux tarifs généraux et les clients industriels de grande puissance qui « [...] *prévoit un ajustement aux revenus additionnels requis afin d'établir une hausse tarifaire fixe sur le cycle de trois ans. Ce mécanisme permet de récupérer entièrement les revenus requis (avant lissage) de chaque année témoin du cycle tout en générant un rendement de 8,2 % sur les trois années du cycle tarifaire [...]* »²⁵.

[34] Le Distributeur a présenté, pour sa proposition initiale, les effets du plafonnement des tarifs domestiques et du mécanisme de lissage sur les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire résultante dans le cadre d'une séance de travail²⁶. En réponse à un engagement pris lors de l'audience, le Distributeur présente les impacts à la marge des décisions D-2025-114 et D-2025-124 sur l'évolution des revenus requis et les impacts détaillés du mécanisme de lissage proposé après prise en compte de ces décisions²⁷. Le Distributeur soutient que sa proposition est la plus simple pour la clientèle tout en étant neutre. Il concède toutefois que l'article 48 de la Loi confère une discrétion à la Régie pour appliquer les hausses tarifaires sur les trois ans du cycle tarifaire²⁸.

[35] La Régie note que le Distributeur propose un mécanisme de lissage qui permet de fixer la hausse tarifaire des tarifs généraux et industriels pour les années 2026, 2027 et 2028 à 4,8 % pour chacune des années du présent cycle tarifaire²⁹.

²⁵ Pièce [B-0010](#), p. 6.

²⁶ Pièce [B-0097](#).

²⁷ Pièce [B-0167](#).

²⁸ Pièce [B-0168](#), p. 5.

²⁹ Pièce [B-0167](#), p. 6.

[36] La Régie note que la proposition d'une hausse uniforme de 4,8 % répondrait aux préoccupations de prévisibilité et de stabilité des tarifs exprimées dans le décret 1240-2025³⁰.

[37] De plus, la Régie est d'avis que le fait de fixer les tarifs de distribution pour une période de 3 ans répond à cette préoccupation relative à la prévisibilité pour les consommateurs d'électricité et ce, indépendamment de la manière dont les hausses tarifaires sont réparties sur le cycle.

[38] La Régie n'est pas convaincue qu'il soit indispensable de systématiser l'application d'une hausse uniforme pour chaque année visée par ce cycle tarifaire pour répondre au critère de stabilité préconisée par le gouvernement. De plus, elle ne juge pas qu'il soit requis que le mécanisme de lissage doive être reconnu à titre de principe réglementaire et recevoir application lors de chaque dossier tarifaire.

[39] Elle juge donc prématuré de se prononcer sur l'énoncé de ce principe réglementaire.

[40] **En conséquence, la Régie rejette la demande du Distributeur d'énoncer un principe réglementaire visant à systématiser un mécanisme de lissage pour la fixation des tarifs généraux et industriels.**

3.2.2 CRÉDIT D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT DANS L'ÉNERGIE PROPRE

[41] Le Distributeur mentionne qu'en vertu des PCGR des États-Unis, les CIIEP seraient comptabilisés au fur et à mesure que les dépenses admissibles sont encourues par Hydro-Québec, en réduction de la valeur comptable des immobilisations d'activités non réglementées financées par ces crédits.

[42] Le Distributeur indique qu'en vertu des PCGR des États-Unis et plus précisément de la norme *ASC 980, Regulated Operation*, lorsqu'il est probable que des montants

³⁰ Pièce [B-0066](#), p. 6.

doivent être remis à la clientèle dans les tarifs futurs, ces montants doivent être reportés et comptabilisés à titre de passifs réglementaires aux états financiers à vocation générale.

[43] Le Distributeur demande que le passif ainsi créé soit tenu hors base de tarification, sur lequel un intérêt au coût moyen de la dette serait appliqué dès l'encaissement de ces CIIEP. Il précise que les conditions précises de remboursement du CIIEP n'étant pas connues à ce jour, il est difficile pour lui de spécifier quel pourrait être le délai entre le moment de la comptabilisation du passif et l'encaissement du crédit par Hydro-Québec. Le Distributeur précise que le rendement applicable pourra être revu lors de l'établissement de la méthode de disposition du passif à la prochaine révision tarifaire.

[44] Interrogé concernant l'objectif de la création d'un passif réglementaire et d'une possible obligation qui serait créée pour le Distributeur, ce dernier mentionne qu'actuellement, en fonction du budget qui a été déposé, il n'y a pas d'obligation comme telle de retourner ces crédits à la clientèle, mais que c'est son intention³¹. Il précise que la proposition de maintenir cet élément hors base de tarification et de le rémunérer uniquement au coût moyen de la dette reflète le mieux la nature distincte de cet élément de celle des actifs courants du Distributeur³².

[45] Il ajoute que le rendement demandé sur le compte de passif, a pour objectif d'assurer qu'étant donné qu'il existe un délai entre le moment où les crédits seront encaissés et le moment où ces montants seront remis à la clientèle via le tarif, cela permettra un traitement plus équitable pour la clientèle quant aux frais de financement qui y seront associés³³.

[46] La Régie juge que la création d'un actif hors base de tarification est appropriée, étant donné que les montants relatifs aux crédits d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre ne font pas partie des activités usuelles du Distributeur.

³¹ Pièce [A-0044](#), p. 129.

³² Pièce [B-0168](#), p. 12.

³³ Pièce [A-0044](#), p. 129 et 130.

[47] Concernant les délais de remise mentionnés par le Distributeur, la Régie estime la durée possible entre 45 mois (si reçu en août de la dernière année tarifaire du cycle précédent) et 9 mois (si reçu en août de la dernière année tarifaire du cycle suivant). Ainsi, la Régie estime qu'il est probable que le délai moyen entre la réception du crédit et l'intégration soit de 27 mois, soit environ 2,25 ans.

[48] Considérant la probabilité que le délai de remise à la clientèle soit inférieur à 3 ans, la Régie juge que l'utilisation du taux de la dette à court terme est appropriée.

[49] **En conséquence, la Régie autorise la création d'un compte hors base, portant intérêt au taux de la dette à court terme afin de comptabiliser les sommes à remettre à la clientèle en vertu du programme CIIEP.**

3.2.3 ENTENTES AUTOCHTONES

[50] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique comptable réglementaire autorisant la comptabilisation d'un actif réglementaire correspondant aux montants alloués par Hydro-Québec dans le cadre d'Ententes autochtones. Selon les montants constatés aux états financiers à vocation générale et, sur la base d'une mise en service au 1^{er} janvier de l'année suivant leur constatation, il demande d'approuver la tenue de cet actif hors base de tarification et d'y appliquer un intérêt au coût moyen de la dette, et d'approuver son amortissement selon une méthode linéaire sur une période de 50 ans à compter du cycle tarifaire suivant.

[51] Le Distributeur précise qu'en vertu des PCGR des États-Unis, les montants alloués par Hydro-Québec en vertu de l'article 52.1 de la Loi seraient comptabilisés aux charges. Cependant, l'ASC 980, *Regulated Operations* prévoit que s'il est probable que certains coûts engagés pourront être recouverts dans les tarifs futurs, ces coûts sont reportés et comptabilisés à titre d'actifs réglementaires aux états financiers à vocation générale. Il précise également que puisqu'aucune entente n'a été conclue à ce jour, il n'y a pas d'impact sur les revenus requis dans le présent dossier.

[52] Tout comme pour le CIIEP, le Distributeur propose de maintenir cet élément hors base de tarification et de le rémunérer uniquement au coût moyen de la dette, ce qui

reflète mieux leur nature ou circonstance particulière, distincte de celle des actifs courants du Distributeur³⁴.

[53] Interrogé sur les raisons de ne pas utiliser le coût moyen en capital pondéré, le Distributeur mentionne vouloir une proposition juste pour la clientèle. Ainsi, le coût moyen en capital pondéré est justifié pour des actifs productifs intégrés à la base de tarification. Dans ce cas-ci, il s'agit d'une entente que la Loi nous demande d'intégrer dans les tarifs sur une période de 50 ans. Ainsi, l'objectif est de charger un frais de financement, plutôt que d'aller chercher un rendement sur ces sommes qui n'est pas un actif nécessairement productif pour le Distributeur³⁵. Il ajoute que le taux proposé représente le coût de financement d'Hydro-Québec pour assumer ces montants.

[54] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie autorise la création d'un compte hors base, portant intérêt au coût moyen de la dette, et d'amortir sur 50 ans les sommes qui y seront versées en vertu des Ententes autochtones.**

3.2.4 RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[55] Le Distributeur mentionne que des révisions de durées de vie sont réalisées périodiquement. À ce jour, il indique qu'il n'est pas en mesure d'évaluer si cet exercice entraînera une modification de durée de vie des catégories sur la période 2026-2028. **En conséquence, la Régie prend acte, tel qu'indiqué par le Distributeur, que la charge d'amortissement prévue ne comporte aucun impact découlant de révisions des durées de vie utile qui pourrait survenir au cours du cycle tarifaire.**

3.2.5 PRÉSENTATIONS DES DONNÉES DES ANNÉES HISTORIQUES, DE BASES ET TÉMOINS

[56] L'AQCIE-CIFQ mentionne que depuis l'adoption de la Loi 24, il devient nécessaire pour la Régie et les intervenants de pouvoir observer l'évolution des montants des

³⁴ Pièce [B-0168](#), p. 12.

³⁵ Pièce [A-0044](#), p. 133.

charges d'exploitation réelles et de la base de tarification sur l'ensemble du cycle tarifaire de trois ans.

[57] L'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'énoncer un nouveau principe relatif à la présentation des données dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur afin que celui-ci présente les données des années témoins projetées supportées au minimum par la présentation, dans des formats comparables, de 2 années historiques, couvrant chacune une période équivalente à chaque année témoin et composées de données réelles, et d'une année de base, comprenant à la fois des données réelles et projetées³⁶.

[58] L'intervenant mentionne également qu'il pourrait être envisagé d'exiger aussi la présentation d'une troisième année historique afin de pouvoir rendre disponibles les données réelles correspondant à l'année de base du dossier de révision tarifaire précédent³⁷.

[59] La Régie partage l'opinion de l'AQCIE-CIFQ à l'effet que depuis l'entrée en vigueur de la Loi 24, une modification au principe de la présentation des données est requise, afin de tenir compte de la durée des cycles tarifaires de 3 ans.

[60] Lors de l'audience, le Distributeur se montre ouvert à la recommandation de l'AQCIE-CIFQ de retenir ce format de présentation³⁸.

[61] La Régie retient que, dans sa décision D-2026-008³⁹, elle a modifié l'énoncé du principe applicable au Transporteur, relatif au nombre minimal d'années historiques pour la présentation de données de manière à exiger un minimum de deux années historiques, pour les prochains dossiers tarifaires :

Pour toutes les prochaines requêtes tarifaires déposées par le Transporteur, la Régie juge qu'au minimum, les données de l'année témoin projetée devront être supportées par la présentation de deux années historiques, couvrant une période

³⁶ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 29.

³⁷ *Ibid.*

³⁸ Pièce [A-0044](#), p. 17.

³⁹ Dossier R-4306-2025, décision [D-2026-008](#), p. 18.

équivalente à chaque année témoin et composée de données réelles, et d'une année de base, comprenant à la fois des données réelles et projetées⁴⁰.

[62] En conséquence, notamment dans un souci d'uniformité avec la présentation de la preuve du Transporteur, la Régie énonce le principe réglementaire relatif à la présentation des données et ordonne au Distributeur d'appuyer ses prochains dossiers tarifaires de façon à ce que les données de l'année témoin projetée soient, au minimum, supportées par la présentation de 2 années historiques, couvrant une période équivalente à chaque année témoin et composée de données réelles, et d'une année de base, comprenant à la fois des données réelles et projetées.

[63] Par ailleurs, la Régie maintient les autres exigences relatives à la présentation des données contenues à sa décision D-2003-93.

[64] Considérant l'ensemble des modifications apportées aux principes réglementaires, méthodes et pratiques comptables reconnus, la Régie demande au Distributeur de déposer une version amendée des Annexes A et B de la pièce B-0010, reproduisant l'ensemble des modifications reconnues par la présente, dans le dossier portant sur le MTSM.

4 STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[65] En vertu de l'article 48.2 de la Loi, le Distributeur d'électricité doit fournir à la Régie un document présentant les impacts d'une hausse tarifaire sur les MFR⁴¹.

[66] Cette stratégie repose sur les axes suivants :

⁴⁰ Dossier R-4306-2025, décision [D-2026-008](#), p. 18.

⁴¹ Article 48.2 de [la Loi](#), p. 15.

- la collaboration du Distributeur auprès des associations de consommateurs pour soutenir les MFR;
- les discussions avec différents organismes dans le but d'alimenter les réflexions sur l'offre, depuis plusieurs années, des programmes d'efficacité d'énergétique destinés spécifiquement à la clientèle MFR, soit les programmes Rénovation énergétique MFR et Remplacement de frigos MFR;
 - la bonification des initiatives auprès de la clientèle MFR du Distributeur;
 - les mesures offertes par le Distributeur afin de soutenir l'effort budgétaire consacré aux MFR à leur facture (ententes de paiement);
 - le centre d'accompagnement au bénéfice pour coordonner les interventions du Distributeur afin d'harmoniser ses services auprès des MFR;
 - les mesures mises de l'avant en termes d'ententes de paiement;
 - la stratégie tarifaire.

[67] Les travaux de la Table de travail sur le recouvrement (la Table), qui regroupe le Distributeur et les associations de consommateurs, se poursuivent de façon régulière. Il confirme son intention de renouveler son mandat pour les années 2026 à 2028 et prévoit remettre une somme 689 000 \$ pour 2025.

[68] Le Distributeur et le gouvernement ont facilité la diffusion d'information et l'adoption de mesures favorisant l'efficacité énergétique. Les programmes destinés au MFR sont constitués :

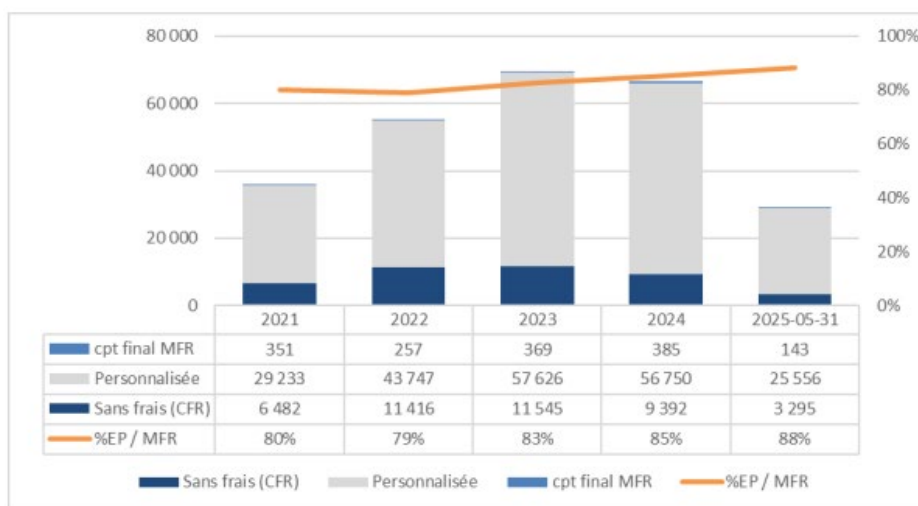
- De la bonification du programme de Rénovation énergétique MFR;
- Du projet pilote visant l'installation de thermopompes dans les logements sociaux;
- Du programme Rénovation énergétique MFR bonifié;
- Du diagnostic de l'initiative de remplacement de réfrigérateurs énergivores en Montérégie afin d'évaluer la poursuite du projet pilote ainsi que la faisabilité de l'étendre aux 15 autres régions du Québec;
- De la nouvelle initiative de soutien des locataires et propriétaires vivant en situation de précarité énergétique.

[69] En 2024, près de 57 000 ententes personnalisées ont été conclues, soit une baisse de 1 % comparativement à 2023. Au 31 mai 2025, on dénombre 25 556 ententes,

soit une hausse de 8 % par rapport à la même période en 2024. Les mesures contribuent à la forte proportion d'ententes personnalisées sur l'ensemble des ententes MFR, soit 85 % en 2024 et 88 % au 31 mai 2025.

Graphique 1⁴²

Dénombrement des ententes MFR et proportion des ententes personnalisées



[70] Le Distributeur soutient opérer adéquatement le centre d'accompagnement implanté en 2018 au bénéfice des MFR. Cela réduit ainsi le nombre d'ententes répertoriées. Le Distributeur demande à la Régie de mettre fin au suivi relatif à l'implantation du centre d'accompagnement, laquelle est complétée depuis 5 ans.

[71] Le Distributeur estime que le plafonnement des tarifs domestiques à 3 % et la structure progressive des prix des tarifs domestiques contribuent à limiter la hausse de la facture d'électricité. Il encourage sa clientèle domestique à adhérer à la tarification dynamique permettant à la clientèle domestique, dont les clients MFR, de réduire leur consommation d'électricité à la demande du Distributeur lors d'événements de pointe, et ainsi de bénéficier d'une réduction de leurs factures d'électricité.

⁴² Pièce [B-0008](#), p. 10.

4.2 POSITION DES INTERVENANTS

OC

[72] À la suite des audiences, OC souligne que le Distributeur ne fait pas de propositions sur l'indexation de l'aide financière destinée à la Table pour les années 2027 et 2028. L'intervenante recommande que l'indexation de l'enveloppe de la Table soit établie à 3 % pour les années 2027 et 2028⁴³.

[73] OC recommande que l'allégement temporaire des critères permettant l'accès à des ententes de paiement devienne permanent pour les ménages dont le revenu est inférieur à 120 % du seuil de faible revenu⁴⁴.

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[74] La Régie note la collaboration du Distributeur à la Table depuis 2017 et le financement des activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs grâce à une enveloppe indexée annuellement remise en parts égales à chacune des associations. L'enveloppe budgétaire prévue a été indexée de 3 % pour 2025. **La Régie invite le Distributeur à maintenir sa participation à la Table et à évaluer, avec les participants, une augmentation de sa participation financière aux activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs pour les années 2026 à 2028.**

[75] La Régie note le soutien financier et les différentes mesures prises par le Distributeur afin de soutenir les MFR face au paiement de leur consommation d'électricité.

⁴³ Pièce [C-OC-0022](#), p. 18 et 19.

⁴⁴ Pièce [C-OC-0022](#), p. 19.

[76] La Régie invite le Distributeur à évaluer, avec la Table, la possibilité de rendre permanent l'allègement des critères permettant l'accès à des ententes de paiement pour les ménages dont le revenu est inférieur à 120 % du seuil de faible revenu.

[77] La Régie approuve la demande du Distributeur visant à mettre fin au suivi relatif à l'implantation du centre d'accompagnement.

[78] La Régie demande au Distributeur de poursuivre le suivi annuel de sa stratégie visant à soutenir les MFR de façon administrative et dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

5 PRÉVISION DE LA DEMANDE

5.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[79] Le Distributeur prévoit une croissance cumulative des ventes de 10 044 GWh sur l'horizon du cycle tarifaire actuel, soit des ventes d'électricité de 185 692 GWh pour l'année témoin 2026, de 188 849 GWh pour l'année témoin 2027 et de 193 119 GWh pour l'année témoin 2028⁴⁵.

[80] Cette prévision de croissance est répartie en fonction des différents secteurs de consommation. En ce qui a trait au secteur résidentiel, le Distributeur prévoit une hausse des ventes de 3,1 TWh, principalement attribuable aux nouveaux abonnements stimulés par les mises en chantiers et à la croissance du nombre de véhicules électriques⁴⁶. Le Distributeur mentionne que cette hausse inclut les impacts des mesures d'ÉE pour le secteur résidentiel, soit une réduction de 1 320 GWh sur l'ensemble du cycle tarifaire.

⁴⁵ Pièce [B-0011](#), p. 5.

⁴⁶ Pièce [B-0011](#), p. 6 et 7.

[81] Le Distributeur présente, au tableau suivant, sa prévision des besoins en puissance pour la recharge des véhicules électriques jusqu'en 2032⁴⁷. Celui-ci mentionne que les données représentées correspondent au stock de véhicules électriques en circulation pour le mois de janvier de chaque année⁴⁸.

TABLEAU 1⁴⁹
IMPACT EN PUISSANCE MOYEN DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Véhicules électriques	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
MW	110	132	245	300	393	540	750	1 077	1 471	1 939
Nombre ('000, janvier)	175	258	382	492	657	886	1 188	1 560	1 971	2 399
kW par véhicule	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8

[82] Pour le secteur commercial, institutionnel et industriel PME, la hausse des ventes prévue par le Distributeur est de 3,3 TWh. Le Distributeur a analysé le marché et conclut que les principaux facteurs qui contribuent à une hausse de la demande pour les années 2024 à 2028 sont la croissance économique (+1 040 GWh), les secteurs émergents (+3 140 GWh), l'électrification des transports (+1 180 GWh) et la hausse du taux de diffusion du chauffage électrique (+ 260 GWh)⁵⁰.

[83] Le Distributeur prévoit finalement une hausse des ventes de 3,6 TWh pour le secteur industriel provenant notamment de l'augmentation des ventes du tarif L. Cette croissance s'explique principalement par la filière batterie et la décarbonation des procédés industriels⁵¹.

[84] La prévision des besoins en énergie et en puissance comme établie par le Distributeur prend en compte un taux de pertes globales de 7,3 % pour chacune des années de la période tarifaire. Le Distributeur mentionne que ce taux reflète les taux de pertes observés au cours des dernières années. Les prévisions des besoins en énergie sont donc de 199,3 TWh, 202,7 TWh et 207,4 TWh pour les années

⁴⁷ Pièce [B-0103](#), p. 12.

⁴⁸ Pièce [B-0103](#), p. 12.

⁴⁹ Pièce [B-0103](#), tableau CR-4.3A, p. 12.

⁵⁰ Pièce [B-0011](#), p. 9.

⁵¹ Pièce [B-0011](#), p. 11.

témoins 2026, 2027 et 2028. Les prévisions des besoins en puissance sont quant à eux de 40 599 MW, 40 933 MW et 41 548 MW pour les hivers 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028⁵².

5.2 POSITION DES INTERVENANTS

AHQ-ARQ

[85] L'AHQ-ARQ a dressé un tableau qui présente l'évolution de la prévision de la demande depuis le dépôt par le Distributeur de l'État d'avancement (ÉA) 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032.

[86] L'AHQ-ARQ constate que ce tableau montre une surestimation de la prévision des besoins faites dans l'ÉA 2024 pour l'horizon 2028, autant en énergie qu'en puissance. Par exemple, en moins de 9 mois, entre novembre 2024 et août 2025, la prévision en puissance pour l'hiver 2027-2028 a diminué de 216 MW par rapport à l'ÉA 2024 et de 783 MW comparativement à l'ÉA 2023.

⁵² Pièce [B-0011](#), p. 15 et 16.

TABLEAU 2⁵³
ÉVOLUTION DE LA PRÉVISION DES BESOINS POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2028
DEPUIS L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2023

	ÉA 2023 (1)	ÉA 2024 (2)	R-4307-2025 (3)	Écart 4307 - 2023 (3) - (1)	Écart 4307 - 2024 (3) - (2)
Énergie (TWh)					
2024	196,8	193,7	193,8	-3,0	0,1
2025	199,5	196,5	196,6	-2,9	0,1
2026	202,7	199,7	199,3	-3,4	-0,4
2027	206,4	203,3	202,7	-3,7	-0,6
2028	211,2	208,2	207,4	-3,8	-0,8
Hausse 2024 --> 2028	14,4	14,5	13,6	-0,8	-0,9
Puissance (MW)					
2024-2025	40844	40312	40422	-422	110
2025-2026	41302	40711	40599	-703	-112
2026-2027	41809	41268	40933	-876	-335
2027-2028	42331	41764	41548	-783	-216
Hausse 2024 --> 2028	1487	1452	1126	-361	-326
(1) État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 14, tableau 2.2 et p. 15, tableau 2.3					
(2) État d'avancement 2024 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 12, tableau 2.2 et p. 13, tableau 2.3					
(3) B-0011, p. 16, tableau 6 (valeurs normalisées)					

[87] L'AHQ-ARQ mentionne être préoccupée par la surestimation faite par le Distributeur, qui a pour effet de devancer inutilement des approvisionnements de long terme ou encore des moyens de gestion de puissance, ce qui a notamment contribué dans le passé à une période prolongée de surplus jusqu'à tout récemment⁵⁴.

[88] L'intervenant a également analysé les données réelles normalisées des besoins pour les mois de mai à septembre 2025 et a constaté un écart avec la prévision du Distributeur de - 1,3 TWh. Selon l'AHQ-ARQ, cette tendance permet de croire que l'écart à la fin de l'année serait au moins de 1,5 TWh⁵⁵.

[89] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de réduire de 1,5 TWh par année sa prévision des besoins en énergie pour chacune des années 2026, 2027 et 2028 et d'apporter les ajustements conséquents à la prévision en puissance.

⁵³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 9.

⁵⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 9.

⁵⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 10.

[90] L'AHQ-ARQ ajoute que le Distributeur prévoit un taux de pertes de distribution et de transport de 7,3 % pour les années 2026 à 2028, en indiquant que ce taux reflète les taux de pertes des dernières années. L'intervenant constate que ces taux étaient de 6,9 % en 2024 et de 7,1 % en 2025. Il note également que cette différence de 0,2 point de pourcentage entre 2025 et 2026 représente un écart de 0,4 TWh par année⁵⁶.

[91] Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de retenir un taux de pertes de distribution et de transport de 7,1 % pour chacune des années 2026, 2027 et 2028 et ainsi de réduire de 0,4 TWh les besoins pour ces années et d'apporter les ajustements conséquents à la prévision en puissance, s'il y a lieu.

AQCIE-CIFQ

[92] L'intervenant compare les prévisions énoncées par le Distributeur dans son ÉA 2024 et l'ÉA 2025. L'AQCIE-CIFQ constate que le Distributeur a revu à la hausse les prévisions de ventes pour le secteur résidentiel et les secteurs commerciaux, et une révision à la baisse pour le secteur industriel.

[93] L'intervenant estime que la position du Distributeur concernant les mises en chantier est incohérente, car la prévision de croissance des ventes du secteur résidentiel pour la période 2026 à 2028 est supérieure à la croissance des ventes de 2024, alors que le Distributeur prévoit une légère baisse des mises en chantiers sur cette même période⁵⁷.

[94] De plus, l'intervenant remarque que dans la preuve soumise par le Distributeur, le nombre d'abonnements pour chaque catégorie de consommateurs est identique pour chacune des années de la présente demande tarifaire. Or, selon l'AQCIE-CIFQ, il est incohérent de ne pas soumettre la prévision de l'évolution du nombre d'abonnements en preuve, puisque cette donnée représente un facteur déterminant

⁵⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 11.

⁵⁷ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 7.

pour établir la prévision de la croissance des ventes, à tout le moins pour le secteur résidentiel, comme le reconnaît le Distributeur⁵⁸.

[95] L'AQCIE-CIFQ demande à la Régie d'ordonner au Distributeur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, d'indiquer ses prévisions pour le nombre d'abonnements de chaque catégorie de consommateurs, pour chaque année témoin.

FCEI

[96] L'intervenant estime que la prévision de croissance du Distributeur concernant les ventes associées à la recharge des véhicules électriques est trop optimiste au regard des données observées. Selon la FCEI, la trajectoire du Distributeur suppose une croissance extrêmement rapide des parts de marché, passant d'environ 20 % en 2025 à près de 70 % en 2028, soit un rythme implicite d'environ 50 % de croissance annuelle des parts. Or, l'intervenante prévoit que les parts de marché des véhicules électriques augmenteront de 25 % par année à compter du niveau de 2025, ce qui représente un rythme deux fois moindre que celui qu'il faudrait pour atteindre 70 % en 2028 comme l'estime le Distributeur⁵⁹.

[97] La FCEI recommande d'abaisser les besoins de puissance attribués à la recharge des véhicules électriques de 67 MW (2026-2027), 134 MW (2027-2028) et 233 MW (2028-2029).

[98] Quant à la norme VZE, la FCEI précise qu'elle est en vigueur dans deux provinces seulement au Canada : le Québec et la Colombie-Britannique⁶⁰.

[99] Finalement, l'intervenant demande également que la Régie oblige le Distributeur à déposer le détail des calculs qui supportent sa prévision du nombre de véhicule électrique pour chacune des années témoins.

⁵⁸ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0020](#), p. 13 et 14.

⁵⁹ Pièce [C-FCEI-0022](#), p. 4 et 5.

⁶⁰ Pièce [A-0061](#), p. 72.

UC

[100] Les analyses de l'intervenant sur les prévisions de la demande diffèrent largement de celles du Distributeur. UC a calculé le taux de croissance annuel moyen des ventes du Distributeur depuis 2012 et fait des prévisions en fonction de ce taux pour dresser le tableau suivant⁶¹ :

TABLEAU 3⁶²
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC EN TWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ventes réelles	167,5	172,5	174,2	171,3	169,2	170,7	172,8	174,6	171,4	175,2	180,6
Normalisées	170,9	171,3	170,8	168,4	169,4	170,2	169,1	170,4	172,0	177,0	179,3
Ventes prévues											

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ventes réelles	177,3	177,2									
Normalisées	180,1	181,1	182,0	183,0	183,9	184,8	185,8	186,7	187,7	188,6	189,6
Ventes prévues			183,1	185,7	188,8	193,1	200,1	204,7	209,9	215,0	218,4

Les ventes réelles et normalisées des années 2012 à 2021 proviennent de R-4210-2022, B-0009, Tableaux 9.7 et 9.9. Les ventes des années 2022 à 2024, réelles et normalisées, proviennent de R-4307-2025, B-0011, Tableaux 6 et A-6. Les ventes prévues pour les années 2025 et suivantes proviennent de R-4307, B-0011 et de l'ÉA 2025 du PA 2023-2032, Tableau 2.1.

[101] L'intervenante affirme que la croissance annuelle moyenne depuis 2012 est de 0,51 % par année ou 944 GWh/an. Dès lors, en appliquant ce taux de croissance historique, l'intervenante arrive à la conclusion que le Distributeur surestimerait le niveau de croissance historique de 8,3 TWh en 2028 (193,1 TWh prévus vs 184,8 TWh), de 18 TWh dès 2030 et de près de 29 TWh en 2033⁶³.

[102] UC a également identifié la croissance historique moyenne des trois secteurs de clientèle, soit le résidentiel, le commercial et l'industriel depuis 2012. L'intervenante a identifié un taux de croissance annuelle moyen de 0,83 % ou 611 GWh/an pour le

⁶¹ Pièce [C-UC-0020](#), p. 7.

⁶² Pièce [C-UC-0020](#), tableau 6, p. 13.

⁶³ Pièce [C-UC-0020](#), p. 8.

secteur résidentiel; de 0,93 % ou 467 GWh/an pour le secteur commercial; et prévoit finalement un taux de croissance de 0,9 % pour le secteur industriel.

[103] L'intervenante estime que l'utilisation de ces taux de croissance historique permettrait de ramener la prévision de la demande dans une fourchette cohérente avec son évolution historique, de limiter les risques de surinvestissement et de protéger les consommateurs contre des hausses tarifaires injustifiées⁶⁴.

[104] UC recommande donc à la Régie de reconnaître une prévision de la demande limitée aux taux de croissance annuels suivants, calculés à partir des ventes 2024 normalisées :

- 0,83 % par an pour le secteur résidentiel;
- 0,93 % par an pour le secteur commercial, institutionnel et industriel PME;
- 0,90 % par an pour le secteur industriel VGE.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[105] Les enjeux soulevés par les intervenants, à l'égard de la prévision des ventes du secteur résidentiel, visent principalement le nombre de nouveaux abonnements et les prévisions des besoins liés à la recharge des véhicules électriques.

[106] En ce qui a trait aux nouveaux abonnements, le Distributeur affirme en réponse à une DDR d'UC :

Le Distributeur utilise un modèle de régression linéaire afin de prévoir le nombre de clients total au secteur résidentiel, dont une des variables explicatives est les mises en chantier. La prévision des abonnements inclut toute nouvelle habitation résidentielle, nonobstant le type d'habitation.

[...]

⁶⁴ Pièce [C-UC-0032](#), p. 21.

Ainsi, entre 2025 et 2028, le Distributeur prévoit une hausse de près de 112 100 nouveaux abonnements sur le réseau dont la consommation unitaire est estimée à environ 14 500 KWh par abonnement, totalisant ainsi près de 530 GWh⁶⁵.

[107] Le Régie constate qu'en moyenne le nombre de nouveaux abonnements prévu à l'horizon tarifaire par le Distributeur pour le secteur résidentiel est inférieur aux mises en chantiers résidentiels au Québec en 2024, qui était alors de 48 713 unités⁶⁶ et que la consommation unitaire estimée à 14 500 KWh par abonnement, utilisée par le Distributeur pour établir sa prévision, est inférieure à la consommation moyenne annuelle des clients du tarif D pour les années témoins⁶⁷. Le Distributeur utilise cette consommation unitaire inférieure pour établir sa prévision, considérant que les nouvelles habitations consomment moins que la moyenne de la clientèle résidentielle.

[108] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur.

[109] La Régie est cependant d'accord avec la recommandation de l'AQCIE-CIFQ et demande au Distributeur de soumettre, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, ses prévisions pour le nombre d'abonnements de chaque catégorie de clients, pour chaque année témoin.

[110] Quant à la prévision des besoins en vue de la recharge des véhicules électriques, la Régie reconnaît que les prévisions du nombre de véhicules électriques en circulation, tel que présenté au tableau 1, sont ambitieuses. Les ventes de véhicules électriques sont influencées par l'environnement géopolitique et les orientations gouvernementales. Bien que le contexte actuel soit peu favorable à une forte croissance des ventes, notamment dû à la modification des paramètres des subventions gouvernementales, la Régie estime néanmoins, comme le Distributeur, que la tendance de fond du parc automobile tend vers l'électrification.

[111] De plus, le Distributeur a rappelé en audience que la norme VZE, mise en place par le gouvernement du Québec, fait en sorte que les concessionnaires automobiles

⁶⁵ Pièce [B-0091](#), p. 27 et 28.

⁶⁶ Pièce [B-0011](#), p. 6.

⁶⁷ Pièce [B-0006](#), p. 8 à 10.

qui ne respectent pas la norme peuvent se voir imposer des pénalités ou des achats de crédits. Le Distributeur ajoute en audience :

Donc cette norme-là, plus qu'un souhait ou un objectif gouvernemental, ça devient une obligation. Donc, c'est structurant. Le marché se modifie en conséquence⁶⁸.

[112] La Régie note que la norme VZE peut effectivement avoir un effet structurant.

[113] Quant à la croissance des ventes dans le secteur commercial, institutionnel et industriel PME, le Distributeur mentionne qu'elle est issue de « la prévision de la charge de base qui est établie via des modèles économétriques à usages finaux à laquelle s'ajoutent la prévision des ventes des secteurs émergents et la prévision des ventes en lien avec l'électrification des transports »⁶⁹. Le Distributeur précise que les secteurs émergents incluent les centres de données, les chaînes de blocs et les serres.

[114] La Régie tient à rappeler que dans le cadre du dossier R-4210-2024, le Distributeur a confirmé que l'approche par enveloppes de croissance est toujours appropriée pour établir les prévisions sectorielles et plus particulièrement celles des secteurs émergents malgré la modification législative introduite par la *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*⁷⁰ et du pouvoir du MEIE eu égard au développement de certaines filières particulières⁷¹.

[115] La Régie se dit satisfaite des explications du Distributeur concernant la prévision des ventes du secteur commercial et estime que celle-ci reflète l'évolution du contexte économique actuelle, notamment en ce qui a trait à la volonté du gouvernement d'électrifier les transports et d'établir des centres de données.

⁶⁸ Pièce [A-0039](#), p. 37.

⁶⁹ Pièce [B-0078](#), p. 55 et 56.

⁷⁰ [L.Q. 2023, c. 1](#).

⁷¹ Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce [B-0131](#).

[116] Pour ce qui est des prévisions de vente du secteur industriel, la Régie note les difficultés qu’a subies la filière batterie depuis le dépôt de la présente demande tarifaire. À cet égard, la Régie retient le témoignage de Mme Hudon qui s’exprimait ainsi :

Bien, en fait, je faisais référence notamment à différents articles de journaux qui parlaient d’entreprises de la filière électrique, que ce soit Northvolt ou Lithion ou... en tout cas, il y en a différents qui ont été cités. Ce que je voulais mentionner, c’est que toutes ces entreprises-là, c’est des choses qu’on avait déjà envisagées au moment où on a fait la prévision par enveloppe de croissance. Donc, malgré que, suite au dépôt en juillet, il y a eu d’autres choses qui ont bougé, ce n’est pas nécessaire de venir réviser la prévision parce que ces éléments-là sont déjà couverts par la croissance qu’on est déjà venus limiter. Ceci étant dit, il y a eu des annonces aussi en positif. Il y a des entreprises de la filière batterie qui ont soumis des demandes, des projets, suite au dépôt. Donc, encore une fois, l’enveloppe de croissance, la prévision centrée, il y a des éléments à la hausse, des éléments à la baisse, tout ça mis un dans l’autre, la prévision se maintient⁷².

[117] Le Distributeur a également mentionné en audience, en réponse à la proposition d’UC, d’utiliser la croissance historique des ventes pour établir la prévision de la demande, tel qu’énoncé ci-après :

[...] ne peut reposer sur une simple projection de la croissance historique ou de la croissance du nombre d’abonnements. Elle doit reposer sur une analyse fine qui prend en compte les signaux forts du marché et sa transformation. Donc, il s’agit ici d’une prévision centrée, soutenue par des signaux forts dans un environnement en évolution. Et celle-ci intègre déjà l’effet des perturbations géopolitiques connues qui ont contribué à limiter la croissance⁷³.

[118] La Régie est d’avis que l’utilisation des enveloppes de croissance pour établir la prévision des ventes est plus appropriée que la prise en compte de la croissance historique. **La Régie accepte donc la prévision des ventes de 185 692 GWh pour l’année témoin 2026, 188 849 GWh pour l’année témoin 2027 et 193 119 GWh pour l’année témoin 2028 aux fins de l’établissement des revenus requis du cycle tarifaire.**

⁷² Pièce [A-0040](#), p. 106 et 107.

⁷³ Pièce [A-0059](#), p. 61.

[119] Pour établir ses besoins en énergie et en puissance, le Distributeur prévoit un taux de perte global de 7,3 % et affirme que ce taux reflète ceux observés au cours des dernières années⁷⁴.

[120] En ce qui a trait à la recommandation de l’AHQ-ARQ de maintenir le taux de perte globale à 7,1 % pour les années témoins, le Distributeur répond ce qui suit :

Puisque l’année 2025 n’était pas terminée au moment de la rédaction de la preuve, cette recommandation de l’AHQ-ARQ repose donc sur seulement deux années d’observations complètes du taux de perte alors que la proposition du Distributeur reflète les taux de pertes observés sur une plus longue période⁷⁵.

[121] La Régie estime que la preuve du Distributeur n’est pas suffisamment convaincante pour justifier une hausse du taux de perte globale, puisque, comme le démontre l’AHQ-ARQ, le taux de pertes dans les deux dernières années n’a pas été supérieur à 7,1 %. **La Régie demande donc au Distributeur de maintenir un taux de perte globale de 7,1 % pour les années 2026, 2027 et 2028.**

[122] **La Régie demande au Distributeur d’ajuster les besoins en énergie et en puissance afin de tenir compte du taux de perte globale de 7,1 %.**

6 COÛTS ÉVITÉS

6.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[123] Le Distributeur indique que le coût évité de l’énergie de court terme pour la période hivernale est de 9,3 ¢/kWh (\$ 2026), indexé à l’inflation, et de 3,7 ¢/kWh

⁷⁴ Pièce [B-0011](#), p. 15.

⁷⁵ Pièce [B-0168](#), p. 15.

(\$ 2026), indexé à l'inflation, pour la période estivale⁷⁶. Le coût évité de l'énergie de court terme reflète le prix des contrats à terme du marché de New York.

[124] Le Distributeur indique également que le coût évité de l'énergie de long terme est de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) indexé à l'inflation. Le coût évité de long terme est composé du coût de fourniture établi à 8,3 ¢/kWh et du coût de transport et d'équilibrage de 3,7 ¢/kWh⁷⁷. Le Distributeur affirme également que le coût évité de long terme reflète les coûts de fourniture et de transport des contrats provenant de l'appel d'offres A/O 2023-01⁷⁸.

[125] Pour ce qui est des coûts évités de puissance, le Distributeur mentionne qu'ils représentent 7,75 \$/kW-mois pour les coûts évités de court terme et 166 \$/Kw-an pour ceux de long terme⁷⁹. Le Distributeur précise également que le coût évité de la puissance de long terme représente les coûts de puissance de la dernière offre retenue dans le cadre de l'A/O 2015-01, indexé à l'inflation.

[126] Le Distributeur mentionne également que le coût évité de transport s'établit à 74,7 \$/kW-an et celui de distribution est de 24,9 \$/kW-an⁸⁰.

[127] En ce qui a trait aux réseaux autonomes, le Distributeur rappelle que les coûts évités de l'énergie sont constitués de ces composantes :

- Coût de combustible (incluant le transport et la distribution);
- Taux de rendement moyen de la centrale;
- Coûts variables d'Exploitation et d'entretien;
- Pertes sur le réseau;
- Coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre.

[128] Le Distributeur mentionne que ces composantes sont utilisées pour établir une annuité croissante, indexée à l'inflation. Pour le présent dossier, le Distributeur affirme

⁷⁶ Pièce [B-0012](#), p. 5.

⁷⁷ *Ibid.*

⁷⁸ *Ibid.*

⁷⁹ *Ibid.*

⁸⁰ Pièce [B-0012](#), p. 6.

également que les coûts évités sont légèrement supérieurs à ceux approuvés par la Régie dans le cadre du dossier R-4270-2024⁸¹.

6.2 POSITION DES INTERVENANTS

AHQ-ARQ

[129] L'intervenant souligne que contrairement aux années précédentes, le Distributeur présente le coût évité de puissance de court terme de manière mensuelle, soit 7,75 \$/kW-mois comparativement à 30 \$/kW-hiver. Selon l'AHQ-ARQ, cette formulation implique que le coût serait évité pour l'ensemble des mois de l'année, alors qu'il ne devrait s'appliquer qu'en janvier et février.

[130] Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier la formulation de son signal de coût évité de court terme en puissance pour se lire « *Le signal de coût évité de court terme est de 7,75 \$/kW-mois (\$ 2026) pour les mois de janvier et de février* »⁸².

AQCIE-CIFQ

[131] L'intervenant rappelle que le Distributeur a confirmé en réponse à sa DDR que le coût évité de long terme de 12 ¢/kWh contient une composante associée à une garantie de puissance⁸³. L'AQCIE-CIFQ a questionné le Distributeur en audience afin de comprendre pourquoi le coût évité de l'énergie de long terme contient cette garantie de puissance⁸⁴. L'intervenant estime n'avoir reçu aucune réponse satisfaisante de la part du Distributeur.

[132] L'AQCIE-CIFQ soutient que cette inclusion d'une garantie de puissance dans le coût évité en énergie de long terme soulève des enjeux :

⁸¹ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 46.

⁸² Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 43 et 44.

⁸³ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 27.

⁸⁴ Pièce [A-0044](#), p. 219.

67. L'inclusion d'un coût pour assurer une garantie de puissance dans le signal de coût évité d'énergie de long terme de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) est incompatible avec un coût devant servir à évaluer l'impact économique de mesures ne visant que des économies d'énergie ;

68. L'utilisation de ce coût évité d'énergie de long terme est également incompatible avec l'évaluation des programmes visant à la fois des économies d'énergie et une diminution de la puissance puisque dans ce cas, l'attribution en même temps d'un coût évité d'énergie de long terme, qui inclut une composante de puissance garantie, et d'un coût évité de puissance, a comme résultat de compter deux fois les économies de puissance⁸⁵.

[133] L'intervenant recommande donc à la Régie d'exiger que le Distributeur retire toute composante de coût de puissance du signal de coût évité d'énergie de long terme⁸⁶.

[134] À défaut de connaître la composante de prix pour la garantie de puissance incluse dans le prix des retours d'énergie⁸⁷, l'AQCIE-CIFQ a proposé une évaluation du signal de coût évité d'énergie de long terme basée sur la production éolienne. Comme présenté au tableau suivant, l'intervenant utilise le coût évité de puissance de long terme de 166 \$/kW-an afin d'estimer la valeur du crédit de puissance appliqué au coût de 12,0 ¢/kWh. L'intervenant estime que le coût évité en énergie de long terme en excluant toute composante de coût de puissance serait de 10,0 ¢/kWh.

⁸⁵ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0020](#), p. 16.

⁸⁶ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 28.

⁸⁷ Pièce [A-0052](#), p. 113.

TABLEAU 4⁸⁸
ÉVALUATION DU SIGNAL DE COÛT ÉVITÉ D'ÉNERGIE DE LONG TERME BASÉE
SUR LA PRODUCTION ÉOLIENNE

Valeur de la production			Valeur du crédit de puissance		
Capacité installée	1	kW	Puissance garantie	0,4	kW
FU	0,33		Coût évité de puissance	166	\$/kW-an
Production annuelle:	2890,8	kWh	Valeur du crédit de puissance	66,4	\$
Coût évité d'énergie	0,12	\$/kWh			
Valeur de la production	346,9	\$			

Valeur de l'énergie		
Valeur de la production	346,9	\$
Crédit pour la puissance	66,4	\$
Valeur nette	280,5	\$
Production annuelle:	2890,8	kWh
Valeur unitaire	0,10	\$/kWh

[135] L'intervenant recommande donc à la Régie d'exiger que le Distributeur enlève toute composante de coût de puissance dans le signal de coût évité de long terme de l'énergie et à défaut de connaître la composante de prix pour la garantie de puissance qu'Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur) a inclus dans le prix pour les retours d'énergie, l'AQCIE-CIFQ recommande d'utiliser un signal de prix de 10,0 ¢/kWh (\$ 2026) pour de l'énergie de long terme⁸⁹.

RNCREQ

[136] L'intervenant estime que l'utilisation des prix découlant du plus récent appel d'offres pour établir les coûts évités en énergie de long terme ne prend pas en compte le changement de contexte dû à l'arrivée de la Loi 24 et, notamment, le retrait de l'obligation du Distributeur de procéder par appels d'offres pour acquérir les approvisionnements additionnels requis de long terme⁹⁰.

⁸⁸ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), tableau AQCIE-CIFQ-13, p. 28.

⁸⁹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0020](#), p. 16.

⁹⁰ Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 31.

[137] Le RNCREQ ajoute que le coût de la ressource éolienne devrait augmenter dans les prochaines années, puisque les prévisions montrent une croissance soutenue de la demande et l'expansion significative de la filière éolienne. L'intervenant rappelle que la notion même de coûts évités est d'estimer les coûts futurs et que la méthode actuelle pour établir les coûts évités en énergie de long terme risque de sous-estimer les coûts futurs d'approvisionnement⁹¹.

[138] Le RNCREQ recommande donc que la Régie exige dès maintenant du Distributeur qu'il soumette, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une analyse détaillée de ses coûts futurs d'approvisionnement en énergie⁹².

[139] En ce qui concerne les coûts évités en énergie de court terme, l'intervenant estime également que la méthode doit être revue puisque, désormais, l'énergie est obtenue directement d'Hydro-Québec. Le RNCREQ estime qu'il n'y a plus lieu de se référer aux contrats à terme dans l'état de New York.

[140] L'intervenant recommande que la Régie ordonne au Distributeur de modifier ses coûts évités en énergie à court terme afin de correspondre à sa méthodologie de fixation du prix des achats de court terme⁹³.

[141] L'intervenant recommande également que la Régie ordonne au Distributeur de présenter lors du prochain Plan d'approvisionnement une méthodologie de fixation des coûts évités sur une base horaire, laquelle serait applicable à l'ensemble des heures de l'année⁹⁴.

⁹¹ Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 32.

⁹² Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 15.

⁹³ *Ibid.*

⁹⁴ *Ibid.*

6.3 OPINION DE LA RÉGIE

Coût évité en énergie de court terme

[142] La Régie constate que le coût évité de court terme, pour la période hivernale, établi à 9,3 ¢/kWh, représente une diminution par rapport aux coûts évités de court terme de 9,5 ¢/kWh précédemment approuvé dans le cadre du dossier R-4270-2024. Questionné à ce sujet, le Distributeur explique ce changement par une mise à jour des intrants, notamment les prix à terme⁹⁵. Dans son complément de réponse aux DDR des intervenants, le Distributeur affirme que les prix à terme utilisés pour établir le coût évité de court terme proviennent de la source de donnée « ICE »⁹⁶.

[143] La Régie prend acte que, « [...] *dans le contexte de l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable et du report du dépôt du Plan d'approvisionnement, le Distributeur s'appuie sur une approche de transition* »⁹⁷. **Dans ce contexte transitoire, la Régie juge raisonnable d'approuver les coûts évités de court terme en énergie proposés par le Distributeur.**

[144] La Régie est d'avis que la nouvelle approche du Distributeur concernant les approvisionnements de court terme remet en question la validité de la méthode d'établissement des coûts évités en énergie de court terme. En effet, la Régie constate que le Distributeur sera dans l'impossibilité d'apparier la fourniture à court terme de l'énergie par Hydro-Québec à des achats réalisés sur les marchés de l'Ontario, de New York ou de la Nouvelle-Angleterre. De plus, la Régie prend acte qu'Hydro-Québec a l'obligation de fournir ces approvisionnements de court terme en vertu de l'article 22.0.0.2 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Ainsi, la Régie est d'avis qu'en vertu de cette obligation, Hydro-Québec ne peut pas faire référence à la notion de coût d'opportunité pour réaliser des transactions sur ces marchés comme base pour évaluer les coûts évités de court terme en énergie.

⁹⁵ Pièce [B-0078](#), p. 39 et 40.

⁹⁶ Pièce [B-0100](#), p. 11.

⁹⁷ Pièce [A-0039](#), p. 43.

[145] **Pour ces motifs, la Régie ordonne au Distributeur de soumettre, dans le cadre du prochain Plan d’approvisionnement, une nouvelle méthode d’établissement du coût évité en énergie de court terme qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.**

Coût évité en énergie de long terme

[146] La Régie comprend que le coût évité en énergie de long terme est établi en fonction des coûts issus de l’appel d’offres A/O 2023-01. Plus précisément, le Distributeur mentionne en réponse à une DDR du RNCREQ :

Les prix de départ des contrats issus de l’appel d’offres A/O 2023-01 sont de 7,8 ¢/kWh pour la fourniture et 1,6 ¢/kWh pour le transport. Ces prix ont été majorés d’une indexation totale de 7% pour obtenir les valeurs présentées dans le dossier actuel⁹⁸.

[147] **Compte tenu que le dernier appel d’offres est récent et de la nature transitoire du présent dossier telle que mentionnée par le Distributeur, la Régie approuve les coûts évités en énergie de long terme.**

[148] À l’instar du RNCREQ, la Régie juge que la méthode d’établissement des coûts évités de long terme basé sur les coûts issus du plus récent appel d’offres devrait être reconsidérée afin de prendre en compte des modifications apportées par la Loi 24, à savoir que le Distributeur n’a plus l’obligation de procéder par appel d’offres pour acquérir des approvisionnements de long terme.

[149] La Régie estime que le maintien de cette méthode pourrait mener à l’indexation sans fin du coût évité de long terme actuel, issu de l’appel d’offres A/O 2023-01, et ainsi créer un décalage entre le coût évité de long terme et les coûts réels d’approvisionnement de long terme.

[150] **Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de soumettre dans le cadre du prochain Plan d’approvisionnement, une preuve portant sur la méthode**

⁹⁸ Pièce [B-0100](#), p. 11.

d'établissement du coût évité en énergie de long terme qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.

Coût évité en puissance de court terme

[151] Le coût évité de puissance de court terme est établi à 7,75 \$/kW-mois. Le Distributeur mentionne que le coût reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement de type UCAP⁹⁹.

[152] **Compte tenu de l'approche transitoire préconisée par le Distributeur dans le présent dossier, la Régie approuve la méthodologie d'évaluation des coûts évités de puissance de court terme.**

[153] Toutefois, la Régie est d'avis qu'il est prématuré de modifier la référence de marché utilisé dans le calcul des coûts évités de puissance à court terme puisqu'elle repose sur une hypothèse formulée par le Distributeur de l'impact de la mise en service de la nouvelle interconnexion vers la ville de New York.

[154] À cet égard, la Régie note que le Distributeur, lors de l'audience, affirme que cette interconnexion n'augmente pas la capacité d'importation¹⁰⁰. La Régie est d'avis que le Distributeur doit documenter l'impact de la nouvelle interconnexion sur la nouvelle dynamique de marché pour les approvisionnements en puissance de court terme du Distributeur.

[155] **Pour ces motifs, la Régie rejette l'approche proposée par le Distributeur, d'établir les coûts d'approvisionnements en puissance de court terme en fonction des prix du marché de la ville de New York (zone J NYC) et demande au Distributeur de maintenir, pour l'instant, l'utilisation du signal de prix associé au « reste de l'état (ROS) augmenté de 25 % »¹⁰¹.**

⁹⁹ Pièce [B-0012](#), p. 5.

¹⁰⁰ Pièce [A-0044](#), p. 105.

¹⁰¹ Pièce [B-0027](#), p. 12.

[156] **Cependant, pour les mêmes motifs que ceux évoqués précédemment, la Régie demande au Distributeur de soumettre dans le cadre du prochain Plan d’approvisionnement, une preuve portant sur la méthode d’établissement du coût évité en puissance de court terme qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.**

Coût évité en puissance de long terme

[157] Le coût évité de puissance de long terme est établi par le Distributeur à 166 \$/kW-an. Il s’agit de la valeur du coût évité de puissance de long terme, indexé, du troisième et dernier contrat retenu dans le cadre de l’appel d’offres A/O 2015-01, comme présenté au tableau suivant.

TABEAU 5¹⁰²

PROJET RETENU DANS LE CADRE DE L’APPEL D’OFFRES A/O 2015-01

Nom du promoteur	Contrat	Puissance Contactuelle (MW)	Coût (\$ ₂₀₁₅ /kW-an)
Hydro-Québec Production	Système de puissance HQP-1	100	60,0
Hydro-Québec Production	Système de puissance HQP-2	200	105,0
Hydro-Québec Production	Système de puissance HQP-3	200	126,6

[158] **Compte tenu de l’approche transitoire préconisée par le Distributeur dans le présent dossier, la Régie approuve la méthodologie d’évaluation des coûts évités de long terme en puissance.**

[159] Toutefois, la Régie est d’avis que cette méthode, d’une part, ne tient pas en compte du fait que le Distributeur n’a plus l’obligation de recourir à la procédure d’appel d’offres. De plus, la Régie constate que le signal de l’appel d’offre en puissance date de plus de 10 ans.

[160] **Pour les mêmes motifs que ceux évoqués pour les coûts évités de long terme en énergie, la Régie demande au Distributeur de soumettre, dans le cadre du prochain**

¹⁰² Décision [D-2015-202](#), tableau 1, p. 6.

Plan d’approvisionnement, une preuve portant sur la méthode d’établissement du coût évité de long terme en puissance qui tient compte du nouveau cadre réglementaire.

Coût évité de transport et de distribution

[161] Le coût évité de transport passe de 60,1 \$/kW-an pour l’année 2024 à 74,7 \$/kW-an pour l’année actuelle. Le Distributeur, dans sa réponse à la DDR de la Régie, mentionne que cette hausse du coût évité est principalement attribuable à une hausse des investissements prévus sur le réseau de transport et destinés à la charge locale¹⁰³.

[162] La Régie se dit satisfaite des réponses du Distributeur et constate qu’aucun intervenant n’a soulevé d’enjeux à ce sujet. **La Régie approuve donc les coûts évités de transport et de distribution.**

Coût évité des réseaux autonomes

[163] Le Distributeur affirme que les coûts évités de l’énergie en réseaux autonomes sont légèrement supérieurs à ceux approuvés par la Régie dans sa décision D-2025-033¹⁰⁴. Pour les coûts évités en puissance, le Distributeur mentionne que ces derniers ont augmenté également, dû à la mise à jour de l’évaluation de l’investissement¹⁰⁵.

[164] Les intervenants n’ont soulevé aucun enjeu concernant le coût évité des réseaux autonomes. La Régie est satisfaite des justifications présentées par le Distributeur. **En conséquence, la Régie approuve les coûts évités en énergie et en puissance en réseaux autonomes.**

¹⁰³ Pièce [B-0078](#), p. 40.

¹⁰⁴ Pièce [B-0012](#), p. 7.

¹⁰⁵ *Ibid.*

7 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

[165] Le Distributeur demande d'approuver les budgets des programmes d'ÉE totalisant 597,9 M\$ pour 2026, 604,2 M\$ pour 2027 et 630,5 M\$ pour 2028¹⁰⁶ ainsi que les budgets des programmes de GDP totalisant 89,7 M\$ pour 2026, 91,2 M\$ pour 2027 et 91,4 M\$ pour 2028¹⁰⁷.

[166] Le Distributeur décrit le bouquet des programmes qui devraient être offerts en ÉE et GDP sur la période 2026-2028¹⁰⁸. À la demande de la Régie¹⁰⁹, le Distributeur dépose un complément de preuve (le Complément)¹¹⁰ comportant, entre autres, la ventilation par programme, des prévisions apparaissant aux tableaux 7 et 8.

7.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Nouvelle approche par portfolios

[167] Dans le contexte des récentes sanctions législatives¹¹¹, le Distributeur soumet que la gouvernance énergétique du Québec a vécu un tournant important et, par conséquent, il propose une nouvelle approche pour avoir la flexibilité nécessaire afin d'atteindre ses objectifs¹¹².

[168] Au soutien de sa Demande, le Distributeur brosse un portrait des principaux changements législatifs apportés¹¹³ :

¹⁰⁶ Pièce [B-0128](#), p. 7.

¹⁰⁷ Pièce [B-0128](#), p. 13.

¹⁰⁸ Pièce [B-0128](#), p. 7 à 15.

¹⁰⁹ Pièce [A-0007](#).

¹¹⁰ Pièces [B-0043](#), [B-0048](#) et [B-0076](#).

¹¹¹ Loi édictant la *Loi sur la performance environnementale des bâtiments et modifiant diverses dispositions en matière de transition énergétique* et la Loi 24.

¹¹² Pièce [B-0128](#), p. 5 et 6.

¹¹³ Pièce [B-0149](#), p. 8.

- Loi 24 et Loi sur la performance environnementale des bâtiments;
- Cible des approvisionnements en électricité de 255 TWh au 1^{er} janvier 2035;
- Prise en compte d'éléments permettant de favoriser la transition énergétique ou le développement économique;
- Approbation des programmes d'ÉE par le MELCCFP;
- Prévisions sur 3 ans.

[169] Le Distributeur soutient que cette cible de 255 TWh sera atteignable en déployant les mesures d'ÉE énoncées à son Plan d'action 2035.

[170] Dans le contexte de projection sur 3 années découlant du nouveau cycle tarifaire, il affirme qu'une approche prévisionnelle par programme n'est plus appropriée parce que cette approche le restreint dans sa gestion des sommes qui lui sont allouées¹¹⁴. À l'inverse, une gestion des budgets par portfolio permet au Distributeur plus de flexibilité car un programme qui répond mieux qu'un autre peut être majoré pour justement atteindre les cibles sans pour autant excéder le plafond associé au portfolio¹¹⁵.

[171] Une gestion par portfolios, l'un pour l'ÉE 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.

[172] Le Distributeur présente sa demande budgétaire de façon globale, ou par portfolios, respectivement pour les 3 années visées par celle-ci, laquelle permet la marge de manœuvre supplémentaire nécessaire pour s'adapter aux besoins de marché qui évoluent rapidement et qui nécessitent un ajustement en continu¹¹⁶.

[173] Cette présentation « *permettra [...] à la Régie d'apprécier si les coûts sont justifiés et d'exercer sa compétence conformément au nouveau contexte réglementaire* »¹¹⁷ et permettra au Distributeur d'arrimer les intrants pour

¹¹⁴ Pièces [B-0128](#), p. 5 et 6.

¹¹⁵ Pièce [B-0120](#), R-7.1, p. 24.

¹¹⁶ Pièces [B-0128](#), p. 5 et 6, [B-0039](#), R-1.1, p. 4, [B-0120](#), R-7.1, p. 24, [A-0044](#), p. 186 à 188 et [A-0048](#), p. 90 et 91.

¹¹⁷ Pièce [B-0128](#), p. 6.

l'approbation de programmes par le MELCCFP, avec ceux pour l'approbation de l'enveloppe budgétaire par la Régie¹¹⁸ Le Distributeur compte poursuivre cette présentation globale dans le cadre des prochains dossiers tarifaires¹¹⁹.

[174] Le Distributeur précise que seules les prévisions pour les programmes d'ÉE et de GDP pour l'année de base 2025 au présent dossier se basent sur les données réelles des deux premiers mois de l'année, ce qui s'explique, notamment, par la hauteur des cibles. Le Distributeur soutient que ce changement n'a pas d'impact important sur la vraisemblance de ces prévisions. Celles-ci sont les meilleures disponibles et ont été établies en fonction des cibles attendues à l'horizon 2035. D'ailleurs, selon le Distributeur, la valeur probante des enveloppes budgétaires et des gains énergétiques associés est équivalente à celle des dossiers antérieurs¹²⁰.

[175] Néanmoins, si la Régie devait approuver un budget réduit, le Distributeur chercherait à réallouer et réoptimiser les différentes modalités des programmes et, possiblement, à en retirer certains pour travailler à travers les balises de l'enveloppe, ce qui amènerait à une réévaluation des gains de l'offre ajustée¹²¹.

[176] Par ailleurs, afin de permettre à la Régie de suivre l'évolution des coûts, le Distributeur poursuivra la présentation par programme pour le rendre compte annuel dans les renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* de sorte qu'il sera toujours possible à la Régie d'apprécier la saine gouvernance des budgets déployés à l'égard de l'allocation des coûts effectués par programme tant pour l'ÉE que pour la GDP¹²².

Dépassements budgétaires

[177] En réponse à une DDR, le Distributeur indique que la marge de dépassement budgétaire que la Régie lui avait accordée dans la décision D-2019-088¹²³ n'est plus

¹¹⁸ Pièce [A-0050](#), p. 152.

¹¹⁹ Pièce [A-0048](#), p. 47 et 48.

¹²⁰ Pièces [B-0120](#), R-7.1, p. 24, et [A-0050](#), p. 148 à 151.

¹²¹ Pièce [A-0050](#), p. 153 et 154.

¹²² Pièces [B-0128](#), p. 6 et [B-0078](#), référence (iii) et R-4.1, p. 9 et 10.

¹²³ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 130 et 131.

adaptée au nouveau contexte réglementaire, à savoir, un cycle tarifaire de 3 ans incluant un MTSM.

[178] De plus, cette pratique n’a pas d’application avec l’approche par portefeuilles puisque le Distributeur souhaite conserver une marge de manœuvre sur les budgets qui seront autorisés pour le cycle tarifaire.

[179] Le Distributeur souligne que le CÉR autorisé par la Régie dans la décision D-2019-088¹²⁴ redevient opérant à compter du 1^{er} janvier 2026 à titre de récipient. Toutefois, son application et les modalités de disposition des montants qui y seraient versés seront statués dans le cadre du dossier portant sur le MTSM. Pour cette raison, le Distributeur ne considère pas requis d’établir un dépassement maximal budgétaire¹²⁵.

Nouveautés par rapport à l’offre en EÉ et en GDP au dossier tarifaire 2025

[180] En réponse à des DDR, le Distributeur apporte des précisions sur les nouveautés par rapport à l’offre de programmes et mesures d’EÉ et de GDP qu’il a présentées au dossier tarifaire 2025¹²⁶. Le tableau qui suit présente quelques-uns de ces éléments.

¹²⁴ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 132 et 133.

¹²⁵ Pièces [B-0120](#), p. 24, R-7.1, [B-0039](#), R-1.1, p. 3 et 4 et [A-0050](#), p. 136.

¹²⁶ Pièces [B-0078](#), tableaux R-3.1, R-3.1.3-A à R-3.1.3-C, p. 7 à 9, [B-0120](#), R-3.1, p. 7, R-4.1 à R-4.4, p. 14 à 16, R-5.1 à R-5.1.4, p. 18 à 20, R-6.1, p. 21, et R-10.2, p. 34 et [A-0044](#), p. 188 à 193 et 240 à 242, [A-0048](#), p. 96 à 99 et 101 à 104.

TABEAU 6¹²⁷
NOUVEAUTÉS PAR RAPPORT À L'OFFRE EN ÉÉ ET EN GDP PRÉSENTÉE
AU DOSSIER TARIFAIRE 2025

	Commentaires	Date de lancement / entrée en vigueur
Nouveaux programmes et nouvelles mesures - ÉÉ		
<i>Panneaux solaires - marché résidentiel</i>	Intégré au programme <i>LogisVert</i>	2026
<i>Panneaux solaires - marché affaires</i>	Intégré au programme <i>Solutions efficaces</i>	2026
<i>Panneaux solaires - Réseaux autonomes - clientèle résidentielle</i>	Intégrés au programme Réseaux autonomes	2026
<i>Panneaux solaires - Réseaux autonomes - clientèle affaires</i>		
<i>Projet pilote - Thermopompes dans les logements sociaux</i>	Intégrés aux Programmes <i>Ménages à faible revenu</i>	Tôt en 2026
<i>Programmes d'assistance - clientèle vulnérable</i>		Printemps 2026
Volet Évaluations de projets - Grands clients industriels	Intégré au programme <i>Solutions efficaces</i> . Aucune économie d'énergie directe associée à ce volet.	2026
Projets pilotes devenant des programmes réguliers -ÉÉ		
<i>Gestion de l'énergie, remise en service et entretien (GERE)</i>	Intégré aux Programmes <i>Gestion de l'énergie</i>	début 2026
<i>Thermopompes - Réseaux autonomes - Îles-de-la-Madeleine</i>	Appui financier intégré à <i>LogisVert</i>	Automne 2025
Modifications aux programmes - ÉÉ		
Programmes Ménages à faible revenu		
Bonification du programme <i>Rénovation énergétique</i>		À partir du premier trimestre 2026
Programme Solutions efficaces		
Ajout d'un volet afin d'intégrer complètement les mesures du programme Produits agricoles		2027 ou 2028
Simplification du processus d'adhésion et des outils	Amélioration en continu à chaque nouvelle version du programme.	Prochaine version : printemps 2026
Bonification de l'offre sur mesure et de certains financements		Octobre 2024
Augmentation du financement de mesures nécessitant des investissements plus importants afin de réduire la PRI.	Amélioration en continu à chaque nouvelle version du programme.	Prochaine version : printemps 2026
Programmes Gestion de l'énergie		
Refonte du Programme SGEE	Les modalités financières seront bonifiées	Début 2026
Modifications aux programmes - GDP		
Programme GDP - clientèle résidentielle		
Bonification et remplacement de l'Offre <i>Hilo</i> et appareils compatibles par : <i>Programme de thermostats intelligents à 0 \$</i> <i>Chauffe-eau interruptibles</i>		Avril 2025 Été 2025
Programme GDP - clientèle affaires		
Fin du projet pilote sur le volet prescriptif	Ce volet est dorénavant inclus à même le programme <i>Solutions efficaces</i>	2025
Programmes et mesures suspendus ou prenant fin		
Projet pilote - Remplacement de frigos MFR en Montérégie	Pour ce projet des Programmes <i>Ménages à faible revenu</i> un diagnostic sera effectué au début de l'automne 2025 avant d'envisager sa poursuite	s.o
Projet pilote - Certificats d'énergie renouvelable	Ce projet des Programmes de GDP - clientèle affaires prend fin, dans sa mouture actuelle, en 2025.	s.o

[181] Considérant l'approche par portfolios mise de l'avant, afin de définir les enveloppes budgétaires demandées au présent dossier pour les programmes d'ÉÉ et

¹²⁷ Tableau établi à partir des pièces [B-0128](#), tableau 3, p. 8, et p. 9 à 15, [B-0078](#), R-3.1, p. 6 et 7 et R-11.3, p. 20, [B-0084](#), R-15.4, p. 31, [B-0120](#), R-3.6, p. 10, tableau R-5.1, p. 18, R-6.1 et R-6.2, p. 21 à 22, [A-0044](#), p. 189 et [A-0048](#), p. 101.

de GDP, le Distributeur a quantifié seulement les impacts associés aux nouveautés suivantes :

- Deux projets pilotes devenant des programmes réguliers d'ÉE, soit GERE et Thermopompes efficaces aux Îles-de-la-Madeleine¹²⁸;
- Modifications du programme d'ÉE Gestion de l'énergie.

[182] Cela étant, le Distributeur indique que les nouveautés en ÉE, ont peu ou pas d'impact sur les budgets présentés¹²⁹.

7.1.1 PROGRAMMES D'ÉE

[183] Pour l'atteinte des objectifs du Plan d'action 2035 et de la cible des approvisionnements en électricité fixée à 255 TWh au 1^{er} janvier 2035 prévue à la Loi 24, le marché Résidentiel sera fortement encouragé à réduire sa consommation d'énergie. Pour ce faire, le Distributeur continuera à sensibiliser sa clientèle à poser des gestes qui évitent le gaspillage d'énergie et l'incitera à se procurer des équipements hautement efficaces et à effectuer des travaux qui mènent à une réduction de la consommation d'électricité¹³⁰.

[184] Pour la période 2026-2028, le Distributeur poursuit son offre pour le marché Affaires. L'aide qui est offerte pour la mise en œuvre de projets en bâtiments et procédés vise une plus grande performance énergétique et, par conséquent, économique des secteurs manufacturiers, agricoles, commercial et institutionnel. Les programmes offerts en 2025 à la clientèle Affaires vont donc se poursuivre avec peu de modifications¹³¹.

¹²⁸ Le budget demandé au présent dossier pour Réseaux autonomes - marché résidentiel, ne comporte que les appuis financiers dédiés à la thermopompe très efficace (Pièces [B-0039](#), p. 6 et 7, R2.1 et [B-0078](#), p. 34 et 35, R-18.1 et R-18.1.2). Ces appuis sont offerts dans le cadre de l'un des volets du programme PUEÉ maintenant ÉRA.

¹²⁹ Pièces [B-0078](#), R-6.2, p. 11 et 12 et R-8.1 et R-8.2, p. 15 et 16, [B-0128](#), p. 15 et [B-0078](#), préambule question 7, p. 12 et p. 14, R-7.5.

¹³⁰ Pièce [B-0128](#), p. 8.

¹³¹ Pièce [B-0128](#), p. 10.

Budgets demandés et impacts associés

[185] Le Distributeur demande d'approuver les budgets des programmes d'(ÉÉ) totalisant 597,9 M\$ pour 2026, 604,2 M\$ pour 2027 et 630,5 M\$ pour 2028 totalisant 1 832,6 M\$, lesquels généreront des économies d'énergie de 1 509 GWh en 2026, de 1 554 GWh en 2027 et de 1 589 GWh en 2028 totalisant 4 652 GWh et des réductions de puissance de 25 MW en 2026 et 2027 et de 23 MW en 2028 totalisant 73 MW, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 7¹³²

BUDGETS ET IMPACTS ÉNERGÉTIQUES NETS DES PROGRAMMES D'ÉÉ DE 2024 À 2028

	2024 R.	2025 A.	2025 Proj.	2026 P.	2027 P.	2028 P.	2024 R.	2025 A.	2025 Proj.	2026 P.	2027 P.	2028 P.	2024 R.	2025 A.	2025 Proj.	2026 P.	2027 P.	2028 P.
	Budget investissements (M\$)						Budget Charges (M\$)						Budget total (M\$)					
Résidentiel	251,0	119,0	245,8	297,1	296,8	286,4	5,5	22,4	5,9	9,5	11,9	12,4	256,5	141,4	251,8	306,6	308,7	298,8
Affaires	195,4	224,2	228,2	248,5	252,4	286,7	3,3	13,8	6,2	7,7	7,8	8,9	198,7	238,0	234,4	256,2	260,2	295,6
Réseaux autonomes	0,9	3,0	1,4	2,0	2,0	2,0	0,0	0,5	0,2	0,4	0,4	0,4	0,9	3,5	1,6	2,4	2,4	2,4
Innov. Tech. et comm.	-	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	8,5	7,7	5,7	8,7	8,9	9,1	8,5	8,4	6,2	9,2	9,4	9,6
Activités communes	8,9	15,5	15,0	17,1	17,0	17,8	3,4	12,1	6,1	6,4	6,4	6,4	12,2	27,6	21,1	23,5	23,4	24,2
Total	456,2	362,4	491,0	565,3	568,7	593,3	20,8	56,5	24,1	32,7	35,5	37,2	476,9	418,9	515,0	597,9	604,2	630,5
	Économies d'énergie (GWh)						Réduction de puissance (MW)											
Résidentiel	390,3	329,9	374,8	553,0	558,0	535,8	22,0	6,5	22,0	25,0	25,0	23,0						
Affaires	715,7	604,2	758,0	952,2	991,0	1049,8	-	-	-	-	-	-						
Réseaux autonomes	1,0	1,1	0,9	1,9	2,8	1,2	-	-	-	-	-	-						
Innov. Tech. et comm.	-	1,2	5,5	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-						
Total	1107,0	936,3	1139,2	1509,0	1553,9	1588,7	22,0	6,0	22,0	25,0	25,0	23,0						

Légende : R. (Réel), A. (Autorisé), P. (Prévu), Proj. (Projeté).

[186] Le Distributeur explique la progression des budgets et des impacts énergétiques de programmes Sensibilisation à mieux consommer, Programmes pour mieux consommer et Solutions efficaces durant le cycle tarifaire¹³³.

¹³² Tableau établi à partir des pièces [B-0128](#), tableaux 1 et 2, p. 7 et [B-0076](#), tableaux 6 et 7, p. 11 et 12.

¹³³ Pièces [B-0078](#), R-6.2, p. 11 et R-8.1 et R-8.2 12, 15 et 16, [B-0128](#), p. 15 et [B-0078](#), préambule question 7, p. 12 et p. 14, R-7.5.

Intégration des programmes Panneaux solaires aux programmes d'ÉE existants

[187] Le Distributeur intègre les programmes Panneaux solaires au portfolio des interventions en ÉÉ. Il indique que l'offre d'appuis financiers pour ces programmes¹³⁴ cadre parfaitement avec le volet économie d'énergie de sa conception de l'ÉE, dans la mesure où elle permet au client de satisfaire ses besoins en électricité tout en réduisant la quantité d'électricité que le Distributeur doit lui livrer, grâce à l'autoproduction.

[188] Il précise que même si l'appui financier offert ne vise pas à remplacer un appareil par un modèle plus efficace (définition traditionnelle), il contribue à l'objectif de réduction de la demande sur le réseau, ce qui est assimilé à une économie d'énergie (définition élargie privilégiée par le Distributeur dans le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique).

[189] Il ajoute que cette offre s'applique également au volet « utilisation de l'énergie » dans la mesure où même si le client continue d'utiliser le réseau du Distributeur, la production photovoltaïque lui permet de répondre à une portion de ses besoins et également de réduire la pression sur les approvisionnements du Distributeur dans un contexte de besoins grandissants liés à la transition énergétique¹³⁵.

[190] De plus, le Distributeur soutient que l'installation de panneaux solaires résulte en une baisse des ventes. Bien que « toute chose étant égale », celle-ci ne diminue pas les besoins du client¹³⁶.

[191] D'ailleurs, selon le Distributeur, la présentation fusionnée des budgets et des impacts énergétiques des programmes d'ÉE et celui des programmes Panneaux solaires se justifie sur la base de cette définition élargie. Advenant que la Régie souhaite isoler l'information associée à la subvention des programmes Panneaux solaires, le Distributeur pourrait évaluer de l'inclure dans une ligne séparée dans la reddition de compte dans la mesure où le Distributeur bénéficie de la même flexibilité que pour les programmes d'ÉE¹³⁷.

¹³⁴ Pièce [A-0048](#), p. 178.

¹³⁵ Pièce [B-0120](#), R-10.1, p. 33 et 34.

¹³⁶ Pièces [B-0039](#), R-2.1.1, p. 6 et 7 et [B-0120](#), R-14.1, p. 44.

¹³⁷ Pièces [B-0120](#), p. 44, R-14.2 et [A-0050](#), p. 145 à 148.

[192] Enfin, le Distributeur soumet qu'un débat sur la nature juridique des programmes Panneaux solaires constitue un faux enjeu qui ne fait qu'esquiver les avantages réels à long terme d'un tel programme notamment dans un contexte d'objectifs ambitieux de décarbonation et de transition énergétique¹³⁸.

[193] Le Distributeur soutient qu'avec ses programmes Panneaux solaires, il cherche à structurer un marché encore émergent¹³⁹. Il compte mettre en place des mesures pour assurer que la production attendue soit obtenue en rendant disponible une aide en ligne en plus d'un guide de bonnes pratiques.

[194] Le Distributeur précise que pour être admissibles à ces programmes, les clients raccordés au réseau ne sont pas obligés d'adhérer à l'option de mesurage net. Toutefois, ces clients verraient leur période de retour sur l'investissement allongée. Le traitement des injections des clients bénéficiant de l'appui financier sera le même que pour tout client autoproducteur¹⁴⁰.

7.1.2 PROGRAMMES DE GDP

[195] Le Distributeur demande également d'approuver les budgets des programmes de GDP de 89,7 M\$ pour 2026, de 91,2 M\$ pour 2027 et de 91,4 M\$ pour 2028 totalisant 272,3 M\$, sur le cycle tarifaire, lesquels généreront une réduction de puissance de 179 MW en 2026, de 200 MW en 2027 et de 211 MW en 2028 totalisant 590 MW, tel que présenté au tableau suivant.

¹³⁸ Pièce [B-0168](#), p. 31.

¹³⁹ Pièce [B-0128](#), p. 9, 11 à 13. À la pièce [A-0044](#), p. 196, le Distributeur indique qu'actuellement, moins de 1 000 clients sont raccordés en mesurage net.

¹⁴⁰ Pièce [B-0120](#), p. 36, 38, 40 et 41, R-11.1, R-11.1.2 et R-12.2.5.

TABLEAU 8¹⁴¹

BUDGETS ET IMPACTS ÉNERGÉTIQUES NETS DES PROGRAMMES DE GDP DE 2024 À 2028

	2024 R.	2025 A.	2025 Proj.	2026 P.	2027 P.	2028 P.	2024 R.	2024 R.M.	2025 A.	2025 A.M.	2025 Proj.	2026 P.	2027 P.	2028 P.	2024 R.	2024 R.M.	2025 A.	2025 A.M.	2025 Proj.	2026 P.	2027 P.	2028 P.
	Budget Investissements (M\$)						Budget Charges (M\$)								Budget Total (M\$)							
Résidentiel	17,3	45,1	26,1	36,1	41,2	43,6	4,5	6,9	-	15,8	15,7	3,5	3,6	3,6	21,8	24,2	45,1	60,9	41,8	39,6	44,8	47,2
Affaires	0,7	25,4	25,4	10,8	12,4	13,9	-	1,5	-	-	5,1	-	-	-	0,8	2,2	25,4	25,4	30,5	10,8	12,4	13,9
							Activités communes (M\$)															
							-	31,8	-	34,9	33,6	39,3	34,0	30,3		31,8		34,9	33,6	39,3	34,0	30,3
Total	18,0	70,5	51,5	46,9	53,6	57,5	4,5	40,2	-	50,7	54,4	42,8	37,6	33,9	22,6	58,3	70,5	121	106	89,7	91,2	91,4
Réduction de puissance (MW)																						
Résidentiel	84	150	106	144	160	166																
Affaires	3	85	85	35	40	45																
Total	87	235	191	179	200	211																

Légende : R. (Réel), A. (Autorisé), P. (Prévu), Proj. (Projeté), R.M. (Réel modifié), A.M (Autorisé modifié)

[196] Le Distributeur précise qu'en 2025, la présentation des coûts des programmes de GDP a évolué. Des charges liées aux appuis financiers totalisant 50,7 M\$ ont été retranchées de la sous-activité Expérience client. En conséquence, le Distributeur a redressé les charges présentées au réel 2024 et à l'année autorisée 2025. L'écart obtenu se rapporte essentiellement à des activités communes¹⁴².

[197] Le Distributeur explique la diminution des investissements totaux pour les programmes de GDP par une révision des hypothèses d'acquisition de nouveaux clients Hilo et d'intégration d'appareils du marché Résidentiel. Le Distributeur précise, pour le programme de GDP - clientèle Résidentielle, le nombre de clients (nouveaux et total) et leur contribution en MW. Il explique l'absence de données pour la clientèle Affaires par sa nouvelle approche de suivi des hypothèses de calcul¹⁴³.

[198] Pour la clientèle Affaires, le Distributeur indique avoir tenu compte dans ses prévisions, de résultats du projet pilote pour l'automatisation de la clientèle Affaires dont le coût et l'impact en 2024 ont été respectivement de 0,7 M\$ et de 3 MW¹⁴⁴.

¹⁴¹ Tableau établi à partir des pièces [B-0128](#), tableau 4, p. 13, [B-0076](#), tableaux 8 et 9, p. 13, [B-0039](#), R-3.1 à R-3.3, p. 9 à 11.

¹⁴² Pièces [B-0039](#), R-3.1 et R-3.2, p. 10 et 11, [B-0078](#), R-16.1 à R-16.6, p. 30 à 32 et [B-0120](#), R-17.1 à R-17.4, p. 52 à 53.

¹⁴³ Pièce [B-0078](#), R-12.1, tableaux R-12.1 et R-12.2, p. 22.

¹⁴⁴ Pièces [B-0039](#), R-3.1, p. 10, [B-0078](#), R-12.3.1, p. 22 et [B-0120](#), R-6.1, R-6.2 et R-6.2.1, p. 21 et 22.

Impact sur le bilan de puissance – clientèles résidentielles et affaires

[199] En réponse à une DDR, le Distributeur indique que le bilan de puissance¹⁴⁵ présente la contribution attendue des options tarifaires de GDP¹⁴⁶. Il fournit les hypothèses derrière les contributions de Tarification dynamique, GDP Engagement et GDP Affaires / GDP Latitude pour les hivers 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028 et précise que celles-ci tiennent compte des prévisions relatives aux programmes de GDP. Néanmoins, d'autres facteurs sont à considérer, notamment, l'attrition du parc des clients et la participation comportementale¹⁴⁷.

[200] Pour le programme GDP – clientèle Affaires, il précise qu'une portion des mégawatts apparaissant au tableau 8, d'environ 0,5 % à 2 % selon les années, est dédiée à prévenir l'effritement de la participation de cette clientèle aux options de GDP¹⁴⁸.

Analyses économiques et financières

[201] Considérant la nouvelle approche par portfolios, le Distributeur présente une seule analyse économique prévisionnelle pour chacun de ces portfolios, sur l'ensemble des budgets demandés pour les années 2026 à 2028¹⁴⁹. Dans son Complément, le Distributeur ventile ces prévisions par programme d'EE et par année¹⁵⁰. Il apporte des précisions à l'égard des intrants de calcul utilisés, notamment, les coûts évités utilisés selon le type de programme¹⁵¹.

[202] Particulièrement, pour les programmes de GDP, le Distributeur indique que bien que des appuis financiers aient été versés en 2024 et 2025, il n'est pas en mesure de

¹⁴⁵ Pièce [B-0027](#), tableaux 1 et 2, p. 6 et 7.

¹⁴⁶ Pièce [B-0078](#), R-21.1, p. 42.

¹⁴⁷ Pièces [B-0078](#), R-21.2 et R-21.2.1, p. 42 et 43 et [B-0120](#), R-16.3, p. 50.

¹⁴⁸ Pièce [B-0120](#), R-16.4, p. 50 et 51.

¹⁴⁹ Pièce [B-0128](#), tableau 6, p. 16.

¹⁵⁰ Pièce [B-0076](#), tableaux 2A à 2C et 3A à 3C, p. 7 à 9.

¹⁵¹ Pièces [B-0078](#), R-19.1.1 à R-19.1.3, R-19.2.1 et R-19.2.2, p. 36 et 37 et [B-0120](#), R-12.2.3 et R-12.2.4, p. 40 et R-15.1, p. 46.

calculer le TP ni le TCTR pour les années 2026 à 2028 en l'absence de données sur les coûts assumés par les clients dans la plateforme de suivi des demandes¹⁵².

[203] De plus, en suivi du paragraphe 291 de la décision D-2025-033¹⁵³, le Distributeur présente les résultats de l'analyse de sensibilité du TCTR, du TNT, du TP et du TAP pour les programmes d'ÉE et de GDP. En raison de l'approche par portfolios, une seule analyse est présentée sur le cycle tarifaire. Les résultats obtenus sont au-dessus du seuil de rentabilité¹⁵⁴.

[204] En réponse à une DDR, le Distributeur présente les résultats de l'année 2024 pour le TCTR, le TNT, le TP et le TAP du volet LogisVert, avec et sans la réserve de - 153,2 GWh, et du programme GDP – clientèle résidentielle ainsi que pour les tests TCTR et TNT du programme Solutions efficaces ventilé¹⁵⁵.

[205] Enfin, le Distributeur estime l'impact des programmes d'ÉE et de GDP sur les revenus requis à 284 M\$ en 2026, 344,2 M\$ en 2027 et 405,2 M\$ en 2028¹⁵⁶.

7.1.3 ÉVALUATION DE PROGRAMMES

[206] Le Distributeur présente au tableau suivant le calendrier d'évaluation qu'il propose.

¹⁵² Pièces [B-0078](#), R-13.1 et R-13.2, p. 24 et 25 et [B-0120](#), R-17.7 et R-17.8, p. 54 et 55.

¹⁵³ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 82.

¹⁵⁴ Pièce [B-0128](#), tableaux 7 et 8, p. 17 et 18.

¹⁵⁵ Pièces [B-0078](#), R-7.3, p. 13, R-8.3, p. 16 et R-11.4, p. 20.

¹⁵⁶ Pièce [B-0128](#), p. 18, tableau 9.

TABEAU 9
CALENDRIER D'ÉVALUATION 2025 À 2028 - PROGRAMMES D'ÉE ET DE GDP¹⁵⁷

		Année de finalisation et dépôt du rapport d'évaluation			
		2025	2026	2027	2028
Programmes d'ÉE - Marché Résidentiel					
<i>Sensibilisation à mieux consommer</i>					
<i>Sensibilisation intégrée, incluant l'OPÉ</i>		I (2025)	I (2026)	I (2027)	I (2028)
<i>Équipements efficaces pour les piscines</i>					M,I (2028)
Programmes pour mieux consommer					
Logisvert	<i>Thermopompes efficaces</i>	P,M,I (2024)		M,I (2026)	
	<i>Isolation de toit et calfeutrage</i>	P,M (2024-2025)	I (2025)		M,I (2027)
	<i>Géothermie</i>			P,M,I (2024-2025)	
	<i>Panneaux solaires</i>			M,I (2026-2027)	
Programmes MFR					
<i>Thermopompes et rénovation bâtiment</i>	<i>Thermopompe (pilote)</i>			P,M,I (2026)	
	<i>Volet social</i>			P,M,I (2026)	
Programmes d'ÉE - Marché Affaires					
<i>Programme Produits agricoles</i>			P,M,I (2024-2025)		P,M,I (2026-2027)
<i>Programme Solutions efficaces</i>					
<i>Éclairage, thermopompes et autres mesures</i>			P,M,I (2024-2025)		P,M,I (2026-2027)
<i>Panneaux solaires</i>				P,M,I (2026-2027)	
Programmes Gestion de l'énergie					P,M,I (2027)
<i>Programme Projets innovants</i>			P,M,I (2024-2025)		
Programmes de GDP					
<i>Programme GDP Résidentiel</i>					
<i>Thermostats intelligents</i>			I (2025-2026)		I (2027-2028)
<i>Chauffe-eau interruptible</i>				I (2026-2027)	
<i>Programme GDP Affaires</i>				I (2025-2026)	

Légende : I - impact énergétique ; M - marché ; P - processus ; Année - finalisation et dépôt ; (Année(s)) – Période couverte par l'évaluation.

[207] De plus, il indique que les évaluations des impacts énergétiques des programmes GDP seront disponibles pour le prochain dossier tarifaire¹⁵⁸ et qu'il poursuit le même objectif avec les différentes évaluations des programmes Panneaux solaires¹⁵⁹.

[208] De plus, le Distributeur compte assurer à l'interne les évaluations des impacts énergétiques des programmes de GDP et, lorsque l'analyse peut être réalisée sur la base des données de consommation, celle des programmes d'ÉE¹⁶⁰. Il développe à l'interne des méthodes d'analyse, basées sur des approches robustes, intégrant l'intelligence de données afin de mesurer l'impact réel des interventions ciblées.

¹⁵⁷ Tableau établi à partir de la pièce [B-0128](#), tableau 5, p. 16, ce tableau ayant été révisé à la pièce [B-0078](#), tableau R-15.1.1, p. 28 et par la suite à la pièce [B-0120](#), R-8.6, p. 31, ainsi que la pièce [B-0078](#), R-5.1, p. 10.

¹⁵⁸ Pièce [B-0078](#), R-15.1.1, p. 27.

¹⁵⁹ Pièce [B-0120](#), R-8.5, p. 30.

¹⁶⁰ Pièces [B-0078](#), R-15.1.1, p. 27 et [B-0120](#), R-8.2 et R-8.3, p. 28 et 29.

[209] Le Distributeur fait valoir que cette nouvelle approche offre une plus grande agilité et une capacité d'ajuster ses offres. Il ajoute que les évaluations qui seront faites à l'interne le seront par une équipe indépendante de celle responsable de la conception et de la gestion du programme, ce qui permet également de valider et rectifier les hypothèses prises lors du développement du programme.

[210] Selon lui, cette méthodologie se justifie par les cibles ambitieuses du Plan d'action 2035 et constitue une pratique dans certains organismes gouvernementaux et autres distributeurs canadiens¹⁶¹.

7.1.4 Suivis

Suivis aux dossiers tarifaires

[211] Le Distributeur fait état de suivis demandés dans les décisions D-2019-088¹⁶², D-2023-068¹⁶³ et D-2025-033¹⁶⁴. Il demande d'être exempté du suivi de la décision D-2023-068, relatif aux montants engagés à travers le PGEÉ en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie, afin de déposer l'information demandée à l'occasion des Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 de la Loi¹⁶⁵.

[212] En réponse à une DDR, le Distributeur précise que les montants demandés en suivi de la décision D-2023-068 se retrouvent au tableau 6 du Complément¹⁶⁶, aux lignes Thermopompes – biénergie et Thermopompes biénergie – Commercial et institutionnel¹⁶⁷.

¹⁶¹ Pièces [B-0128](#), p. 15, [B-0168](#), p. 33 et 34, [B-0120](#), p. 27 et 28, R-8.1 et R-8.1.1, et [A-0050](#), p. 132, 133, 141 à 145.

¹⁶² Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 136 et 140.

¹⁶³ Dossier R-4169-2021, décision [D-2023-068](#), p. 50.

¹⁶⁴ Dossier R-4270-2024 Phase 3, décision [D-2025-033](#), p. 82.

¹⁶⁵ Pièce [B-0128](#), p. 19 et 20.

¹⁶⁶ Pièce [B-0076](#), tableau 6, p. 11.

¹⁶⁷ Pièce [B-0078](#), R-10.1, p. 18 et 19.

Suivis administratifs

[213] En réponse à des DDR, le Distributeur indique¹⁶⁸ que le suivi annuel qui sera déposé pour les années 2026, 2027 et 2028 en vertu de l'article 75.1 de la Loi 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-2025-033¹⁶⁹.

[214] De plus, il précise que les programmes *Panneaux solaires* seront inclus dans les suivis des programmes auxquels ils se rattachent et qu'il pourrait ventiler les résultats des programmes Gestion de l'énergie selon ses deux composantes¹⁷⁰.

[215] Le Distributeur indique également¹⁷¹ que les rapports d'évaluation complétés dans une année seront déposés dans le cadre des suivis annuels effectués par le Distributeur, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2025-033¹⁷².

7.2 POSITION DES INTERVENANTS

Nouvelle approche par portfolios

[216] OC comprend l'importance de maintenir une certaine flexibilité dans le cadre des demandes tarifaires triennales mais soumet que cette flexibilité ne doit pas se traduire par une synthétisation excessive de l'information, surtout quand les budgets de ces programmes sont appelés à augmenter de façon significative dès le présent dossier tarifaire¹⁷³.

[217] L'AHQ-ARQ, la FCEI, le GRAME et OC sont d'avis que la présentation de l'information par portfolios aux dossiers tarifaires est insuffisante pour pouvoir juger du bien-fondé des budgets demandés et éviter des délais dans l'information disponible.

¹⁶⁸ Pièce [B-0078](#), R-4.1, p. 10.

¹⁶⁹ Dossier R-4270-2024 Phase3, décision [D-2025-033](#), p. 83.

¹⁷⁰ Pièce [B-0120](#), R-9.1 et 9.2, p. 32.

¹⁷¹ Pièce [B-0078](#), R-5.1, p. 10.

¹⁷² Dossier R-4270-2024 Phase 3, décision [D-2025-033](#), p. 83.

¹⁷³ Pièces [A-0055](#), p. 12 et 13 et [C-OC-0022](#), p. 16.

Ils proposent que ces informations soient ventilées par programme, et selon l'AHQ-ARQ, le GRAME et OC, selon un niveau de détail similaire au Complément¹⁷⁴. D'ailleurs, selon OC¹⁷⁵, l'information sur les nouveaux programmes et mesures envisagés devrait être présentée selon les formats des tableaux R-3.1, R-3.1.3-A, R-3.1.3-B et R-3.1.3-C de la pièce B-0078¹⁷⁶.

[218] L'AHQ-ARQ souligne, notamment, que l'approche par portfolios « déplace l'analyse *ex ante* de la Régie des programmes individuels vers le portefeuille global, ce qui affaiblit la capacité de détecter des dérives à l'échelle des programmes et de valider leur impact sur le revenu requis »¹⁷⁷.

[219] De plus, même si le Distributeur continue de déposer un rendre-compte annuel par programme, en l'absence d'analyses prévisionnelles correspondantes, la Régie et les intervenants ne peuvent interpréter correctement les résultats déposés ni vérifier leur cohérence avec les objectifs initiaux.

[220] L'AHQ-ARQ note que le Distributeur précise clairement qu'il « peut difficilement présenter l'information comme par le passé [...]. Fournir des données dans le format demandé donnerait une fausse impression de précision »¹⁷⁸. Pourtant, à son avis, ces données, traditionnellement exigées et déposées, sont essentielles pour l'évaluation réglementaire afin que la Régie puisse déterminer si ces coûts doivent être intégrés dans les revenus requis¹⁷⁹.

[221] En audience, le ROEE indique que l'approche par portfolios n'est pas idéale parce qu'il faut s'assurer que chacune des mesures en soi est rentable pour la société¹⁸⁰.

¹⁷⁴ Pièces [C-GRAME-0016](#), p. 10, [C-FCEI-0021](#), p. 12, [A-0052](#), p. 60, 61 et 275, [C-OC-0021](#), p. 3, [C-AHQ-ARQ-0022](#), p. 41. La demande du Complément correspondant à la pièce [A-0007](#) et le complément à la pièce [B-0076](#).

¹⁷⁵ Pièce [C-OC-0011](#), p. 40 et 41.

¹⁷⁶ Pièce [B-0078](#), p. 7 à 9.

¹⁷⁷ Pièce [C-AHQ-ARQ-0022](#), p. 38.

¹⁷⁸ Pièce [B-0076](#), p. 14.

¹⁷⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 34 à 39.

¹⁸⁰ Pièce [A-0052](#), p. 217 et 218.

Dépassements budgétaires

[222] En audience, OC indique que l'idée d'un seuil de dépassement au-delà duquel des informations additionnelles seraient requises pourrait être pertinent. Sur ce point précis, OC s'en remet à la Régie¹⁸¹. Le ROEE considère que le plafond de 15 % qui était demandé par la Régie pour l'EE a toujours sa raison d'être¹⁸². Le GRAME n'est pas en faveur de limiter le montant global soumis par le Distributeur parce qu'il s'agirait de limiter le nombre de clients participants aux programmes¹⁸³.

7.2.1 PROGRAMMES D'EE

[223] OC salue les efforts du Distributeur visant à bonifier et moderniser les programmes d'EE destinés aux MFR. Il appuie l'ensemble des nouvelles mesures proposées et voit d'un bon œil que le Distributeur continue à travailler en collaboration avec d'autres instances. Il recommande à la Régie d'exiger, au prochain dossier tarifaire, une mise à jour détaillée des programmes MFR¹⁸⁴.

Intégration des programmes Panneaux solaires aux programmes d'EE existants

[224] Parmi les intervenants, seul le ROEE a soumis que l'efficacité énergétique devait se concevoir du point de vue du client pour s'objecter à l'intégration des programmes Panneaux solaires au portfolio des programmes d'EE du Distributeur.

[225] À cet égard, le ROEE souligne que l'efficacité énergétique d'un client qui installe des panneaux solaires sera exactement la même que celle qui prévalait avant l'installation de panneaux. L'intervenant juge que la définition élargie retenue par le Distributeur ne ferait en sorte que de rapprocher artificiellement Hydro-Québec de l'atteinte de sa cible de 21 TWh pour l'efficacité énergétique.

¹⁸¹ Pièces [C-OC-0022](#), p. 16 et [A-0055](#), p. 13 et 14.

¹⁸² Pièces [A-0052](#), p. 218 et 219 et [C-ROEE-0023](#), p. 20.

¹⁸³ Pièce [A-0052](#), p. 248 à 250.

¹⁸⁴ Pièces [C-OC-0021](#), p. 7 et [A-0055](#), p. 17 à 20.

[226] L'intervenant soutient que les programmes d'ÉE font l'objet d'un encadrement législatif précis¹⁸⁵. Le ROEE recommande à la Régie d'indiquer à Hydro-Québec que l'autoproduction n'est pas une mesure d'ÉE, mais plutôt un approvisionnement, et que les pertes de revenus associées ne peuvent se répercuter dans les tarifs¹⁸⁶.

[227] Pour sa part, le GRAME réfère à la description de la nature du PGEÉ présentée par la Régie dans sa décision D-2003-110¹⁸⁷ et identifie, dans cette description, quatre critères applicables: « baisse des ventes », « économie dans l'utilisation de ressources énergétiques », « mesures propres à inciter la clientèle à une gestion optimale de sa consommation d'énergie », « Coût partagé entre la clientèle et le Distributeur ». Ces critères peuvent être intégrés dans la définition élargie de l'ÉE proposée par le Distributeur¹⁸⁸ alors que les autres types de catégories juridiques s'éloignent de ces critères, ou complexifient la procédure de déploiement des programmes.

[228] L'intervenant recommande à la Régie d'autoriser que les programmes Panneaux solaires soient maintenus au sein du PGEÉ du Distributeur à titre de programme en ÉE. Il précise, lors de l'audience, que le contexte de transition énergétique milite en faveur de la définition plus large de l'ÉE¹⁸⁹.

[229] Le RNCREQ indique que les programmes Panneaux solaires ne constituent pas un approvisionnement¹⁹⁰ sans toutefois se prononcer sur l'adéquation entre ces programmes et les programmes d'ÉE.

[230] Le RNCREQ soutient que la production annuelle solaire de 1 200 kWh/kW par panneau installé retenue par le Distributeur se trouve dans le haut de la fourchette pour une installation dans le sud du Québec. Si cette production d'énergie n'est pas au rendez-vous, l'impact négatif sur la rentabilité des programmes Panneaux solaires sera d'autant plus important.

¹⁸⁵ Notamment, les articles 72 et 49 al.2 de la Loi, l'article 10.2 de la *Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs* (LMDDEP) et l'article 14.2 al. 2 de la *Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie* (LMEIE).

¹⁸⁶ Pièces [C-ROEE-0023](#), p. 13 à 17 et 20 et [A-0052](#), p. 197.

¹⁸⁷ Dossier R-3473-2001, décision [D-2003-110](#), p. 8 et 9.

¹⁸⁸ Pièce [B-0039](#), R-2.1.1, p. 7.

¹⁸⁹ Pièces [C-GRAME-0013](#), p. 45 à 51 et [C-GRAME-0017](#), p. 8 à 10.

¹⁹⁰ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 9.

[231] Le RNCREQ soulève plutôt des préoccupations à l'égard des nombreux facteurs de réussite pour assurer le succès de tels programmes d'appui financiers qui dépassent l'installation de l'équipement. Il soutient que la production d'énergie solaire est soumise à des contraintes importantes, notamment, en raison de l'orientation de l'immeuble, l'ombrage, la pente du toit, la latitude et la neige. Dans ce contexte, les projets solaires résidentiels, comparés à des projets solaires commerciaux ou même de grande échelle, sont beaucoup moins productifs.

[232] Ainsi, selon le RNCREQ, les subventions des programmes Panneaux solaires seraient viables, à condition qu'Hydro-Québec mette en place certaines mesures, notamment, un suivi de la performance réelle (kWh produits) pour chaque site subventionné considérant que les normes d'Hydro-Québec prévoient déjà la transmission en temps réel des données de fonctionnement par des onduleurs communicants. Une analyse agrégée serait simple à produire et très utile pour évaluer l'efficacité du programme. Le RNCREQ réfère également à des sondages sur un petit échantillon de participants¹⁹¹.

[233] Selon le ROEE, les coûts des programmes Panneaux solaires pourraient se justifier par le coût évité en puissance, s'ils étaient déployés de manière à optimiser leur apport à la puissance aux heures de forte demande plutôt que de simplement rechercher les économies d'énergie par des moyens insuffisants et mal adaptés¹⁹².

[234] En lien avec la non-rentabilité des programmes Panneaux solaires, l'AHQ-ARQ, le RNCREQ et le ROEE soulignent que ces programmes accaparent une partie de l'enveloppe en EE au détriment des autres programmes qui présentent des bénéfices économiques et en termes d'économies d'énergie supérieurs¹⁹³.

[235] OC indique que même si les résultats des tests économiques des programmes Panneaux solaires témoignent d'une faible rentabilité à court terme, il serait prématuré d'en tirer des conclusions définitives.

¹⁹¹ Pièces [C-RNCREQ-0023](#), p. 29 à 31, [A-0048](#), p. 180, [A-0055](#), p. 103 à 114 et [C-RNCREQ-0024](#), p. 10 à 12.

¹⁹² Pièces [C-ROEE-0015](#), p. 19, [C-ROEE-0022](#), p. 14, et [A-0052](#), p. 198 à 200.

¹⁹³ Pièces [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 39 à 41, [C-RNCREQ-0014](#), p. 16 à 18, et [C-ROEE-0023](#), p. 18 et 19.

[236] OC est d'avis que les programmes Panneaux solaires constituent une bonne initiative et une façon prudente de donner un coup de départ à ce marché. Par ailleurs, OC cite deux extraits de son mémoire au dossier R-4298-2025¹⁹⁴ portant sur des initiatives mises en œuvre dans d'autres juridictions et qui pourraient inspirer le développement de mesures complémentaires au Québec.

[237] Enfin, OC recommande d'approuver la demande du Distributeur relative aux programmes Panneaux solaires et de demander à ce dernier de fournir des suivis spécifiques au prochain dossier tarifaire et aux suivis administratifs annuels¹⁹⁵. Le GRAME est également favorable à la présentation de suivis annuels pour ces programmes.

[238] L'AHQ-ARQ recommande que la Régie ordonne une réduction des budgets des programmes d'ÉE comme suit : 19,0 M\$ en 2026, 28,8 M\$ en 2027 et 33,7 M\$ en 2028¹⁹⁶.

7.2.2 PROGRAMMES DE GDP

[239] OC constate que, malgré une réduction graduelle des budgets de GDP sur la période tarifaire, l'impact en puissance continue d'augmenter, passant de 191 MW en 2025 à 211 MW en 2028. Les tests économiques démontrent également que le portfolio maintient un ratio TNT supérieur à 1. Dans ce contexte, OC estime que les éléments essentiels sont satisfaits¹⁹⁷.

7.2.3 ÉVALUATION DE PROGRAMMES

[240] En audience, l'AHQ-ARQ et la FCEI indiquent que les évaluations de programmes, doivent demeurer à l'externe¹⁹⁸.

¹⁹⁴ Dossier R-4298-2025, pièce [C-OC-0009](#).

¹⁹⁵ Pièces [C-OC-0011](#), p. 45, [A-0055](#), p. 15 à 17 et [A-0061](#), p. 69.

¹⁹⁶ Pièces [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 39 à 42 et [C-AHQ-ARQ-0025](#), p. 39.

¹⁹⁷ Pièce [C-OC-0011](#), p. 41.

¹⁹⁸ Pièces [A-0052](#), p. 61 et [C-FCEI-0021](#), p. 12.

7.2.4 SUIVIS

[241] Le GRAME est d'avis que la présentation globale des budgets des programmes d'ÉE n'est pas une justification suffisante pour ne pas déposer le suivi de la décision D-2023-068 aux dossiers tarifaires¹⁹⁹.

[242] Le GRAME recommande de réitérer les informations à déposer par le Distributeur au rapport annuel en suivi de la décision D-2025-033, paragraphe 295²⁰⁰ et de préciser, le cas échéant, si les informations additionnelles énoncées dans sa correspondance du 26 août 2025²⁰¹ doivent également être fournies²⁰².

7.3 OPINION DE LA RÉGIE

Nouvelle approche par portfolios

[243] La Régie reconnaît le contexte réglementaire brossé par le Distributeur, applicable aux mesures d'ÉE, de GDP et, plus généralement, favorisant la transition énergétique. La Régie considère également que l'approche par portfolio est cohérente avec l'encadrement législatif actuel²⁰³.

[244] Dans sa décision D-2025-033²⁰⁴, la Régie a rappelé que l'article 85.41 de la Loi exclut les programmes et mesures du Distributeur et que, par conséquent, elle n'a plus la compétence de les approuver ou d'approuver leurs modifications mais qu'elle devait exercer la compétence tarifaire, telle qu'attribuée par la Loi. Ainsi, elle confirmait qu'elle demeure responsable de déterminer si ces coûts doivent être intégrés dans les revenus requis du Distributeur et déterminer ainsi s'ils sont justifiés afin de fixer des tarifs justes et raisonnables, tout en reconnaissant que les programmes et mesures d'ÉE

¹⁹⁹ Pièces [C-GRAME-0013](#), p. 52 et [C-GRAME-0016](#), p. 13.

²⁰⁰ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 83.

²⁰¹ Pièce [A-0007](#).

²⁰² Pièces [C-GRAME-0013](#), p. 27 à 30 et [C-GRAME-0016](#), p. 10.

²⁰³ Pièce [A-0059](#), p. 80.

²⁰⁴ Dossier R-4270-2024 Phase 3, décision [D-2025-033](#), p. 74.

et l'apport financier nécessaire à la réalisation de ces derniers soit approuvé par le gouvernement du Québec.

[245] Considérant ce qui précède, la Régie reconnaît que l'approche par portfolio proposée par le Distributeur offre plus de flexibilité que celle par programme pour lui permettre de rencontrer ses différentes obligations et pour atteindre ses cibles en ÉÉ et en GDP, selon les cycles d'autorisation prévues et de reddition de compte exigibles par le cadre législatif actuel.

[246] Toutefois, la Régie souligne que peu importe la méthode de présentation, le véritable enjeu du Distributeur est de concevoir des offres qui permettront d'atteindre les cibles d'ÉÉ et de GDP sans impact significatif sur la facture de sa clientèle, ce que la Régie pourra mieux apprécier au fur à mesure que les suivis seront produits.

[247] Tel que reconnu dans sa décision D-2025-033²⁰⁵, la Régie n'a pas à se prononcer sur la capacité du Distributeur à atteindre les cibles du Plan d'action 2035 ou du Plan d'approvisionnement 2023-2032 qu'Hydro-Québec s'est elle-même fixée.

[248] Cependant, considérant le contrôle exercé par le Distributeur sur les cibles à atteindre, l'approche par portfolios, la flexibilité accrue de gestion accordée, la Régie juge que ce dernier devra dorénavant démontrer dans quelle mesure les résultats obtenus rencontrent les cibles qu'il s'est fixé, en termes d'impacts énergétiques globaux associés à l'enveloppe budgétaire, afin de permettre à la Régie de faire l'examen des montant globaux soumis.

Flexibilité et dépassements budgétaires

[249] Le changement d'approche du Distributeur dans la présentation et la gestion de ses programmes lui permet d'exercer une flexibilité accrue dans la gestion des budgets de ses programmes, pour répondre an niveau d'incertitude plus élevé que par le passé découlant du nouveau cadre réglementaire, combiné au contexte évolutif et effervescent de la transition énergétique.

²⁰⁵ Dossier R-4270-2024 Phase 3, décision [D-2025-033](#), p. 75.

[250] La Régie retient que, de l'avis du Distributeur, la nouvelle approche de présentation n'affecte pas la valeur probante des enveloppes budgétaires et des gains énergétiques associés, laquelle est équivalente à celle des dossiers antérieurs alors qu'elle permet de composer avec la nouvelle réalité, en offrant une marge de manœuvre supplémentaire afin de s'ajuster à l'environnement changeant et aux besoins des clients en permettant d'allouer les budgets des divers programmes, à même l'enveloppe budgétaire demandée²⁰⁶.

[251] La Régie anticipe que le niveau d'incertitude accru, invoqué par le Distributeur, puisse engendrer un effet sur les écarts de prévision budgétaires. Elle considère que l'établissement d'une méthode pour prémunir les tarifs de l'impact de ces écarts doit être examiné.

[252] À la suggestion de la Régie de reconduire une marge budgétaire annuelle de 15%, telle que celle accordée dans sa décision D-2019-088²⁰⁷, le Distributeur propose plutôt d'en prévoir le traitement à même le MTSM qui visera à capter ces écarts au cours du cycle tarifaire triennal, selon des modalités qui seront établies ultérieurement.

[253] La Régie retient que, à cet égard, le Distributeur envisage de recourir au CÉR visant les coûts liés aux interventions en efficacité énergétique, créé par la décision D-2019-088, pour lui permettre de capter les écarts de coûts entre la prévision et le réel.

[254] **En conséquence, la Régie ne juge pas nécessaire d'accorder au Distributeur une marge de dépassement de 15 % par rapport aux budgets totaux annuels approuvés, en raison de la mise en place du CÉR et du MTSM.**

[255] Tel que mentionné à la section 3, la Régie rappelle que les modalités d'application et de disposition de ce CÉR n'ont jamais fait l'objet d'une approbation, Pour cette raison, ce dernier devra être examiné lors du dossier portant sur le MTSM.

²⁰⁶ Pièce [B-0120](#), R-7.1, p. 24.

²⁰⁷ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 130.

Nouveautés par rapport à l'offre en ÉÉ et en GDP au dossier tarifaire 2025

[256] Le tableau qui suit présente quelques-unes des nouveautés présentées par le Distributeur.

TABLEAU 6²⁰⁸

NOUVEAUTÉS PAR RAPPORT À L'OFFRE EN ÉÉ ET EN GDP PRÉSENTÉE AU DOSSIER TARIFAIRE 2025

	Commentaires	Date de lancement / entrée en vigueur
Nouveaux programmes et nouvelles mesures - ÉÉ		
<i>Panneaux solaires</i> - marché résidentiel	Intégré au programme <i>LogisVert</i>	2026
<i>Panneaux solaires</i> - marché affaires	Intégré au programme <i>Solutions efficaces</i>	2026
<i>Panneaux solaires</i> - Réseaux autonomes - clientèle résidentielle	Intégrés au programme Réseaux autonomes	2026
<i>Panneaux solaires</i> - Réseaux autonomes - clientèle affaires		
Projet pilote - <i>Thermopompes dans les logements sociaux</i>	Intégrés aux Programmes <i>Ménages à faible revenu</i>	Tôt en 2026
Programmes d'assistance - clientèle vulnérable	Intégré au programme <i>Solutions efficaces</i> .	Printemps 2026
Volet Évaluations de projets - Grands clients industriels	Aucune économie d'énergie directe associé à ce volet.	2026
Projets pilotes devenant des programmes réguliers -ÉÉ		
<i>Gestion de l'énergie, remise en service et entretien (GERE)</i>	Intégré aux Programmes <i>Gestion de l'énergie</i>	début 2026
<i>Thermopompes - Réseaux autonomes</i> - Îles-de-la-Madeleine	Appui financier intégré à <i>LogisVert</i>	Automne 2025
Modifications aux programmes - ÉÉ		
Programmes Ménages à faible revenu		
Bonification du programme <i>Rénovation énergétique</i>		À partir du premier trimestre 2026
Programme Solutions efficaces		
Ajout d'un volet afin d'intégrer complètement les mesures du programme Produits agricoles		2027 ou 2028
Simplification du processus d'adhésion et des outils	Amélioration en continu à chaque nouvelle version du programme.	Prochaine version : printemps 2026
Bonification de l'offre sur mesure et de certains financements		Octobre 2024
Augmentation du financement de mesures nécessitant des investissements plus importants afin de réduire la PRI	Amélioration en continu à chaque nouvelle version du programme.	Prochaine version : printemps 2026
Programmes Gestion de l'énergie		
Refonte du Programme SGEE	Les modalités financières seront bonifiées	Début 2026
Modifications aux programmes - GDP		
Programme GDP - clientèle résidentielle		
Bonification et remplacement de l'Offre <i>Hilo</i> et appareils compatibles par : <i>Programme de thermostats intelligents à 0 \$</i> <i>Chauffe-eau interruptibles</i>		Avril 2025 Été 2025
Programme GDP - clientèle affaires		
Fin du projet pilote sur le volet prescriptif	Ce volet est dorénavant inclus à même le programme <i>Solutions efficaces</i>	2025
Programmes et mesures suspendus ou prenant fin		
Projet pilote - Remplacement de frigos MFR en Montérégie	Pour ce projet des Programmes <i>Ménages à faible revenu</i> un diagnostic sera effectué au début de l'automne 2025 avant d'envisager sa poursuite	s.o
Projet pilote - Certificats d'énergie renouvelable	Ce projet des Programmes de GDP - clientèle affaires prend fin, dans sa mouture actuelle, en 2025.	s.o

²⁰⁸ Tableau établi à partir des pièces [B-0128](#), tableau 3, p. 8, et p. 9 à 15, [B-0078](#), R-3.1, p. 6 et 7 et R-11.3, p. 20, [B-0084](#), R-15.4, p. 31, [B-0120](#), R-3.6, p. 10, tableau R-5.1, p. 18, R-6.1 et R-6.2, p. 21 à 22, [A-0044](#), p. 189 et [A-0048](#), p. 101.

[257] La Régie s’est questionnée sur la non-quantification des impacts des programmes Panneaux solaires et Thermostats intelligents à 0 \$ (incluant le volet Chauffe-eau interruptibles) dès le début du dossier, aux fins des enveloppes budgétaires demandées, alors que ces programmes ont été annoncés en grande pompe dans la Trajectoire en efficacité énergétique d’Hydro-Québec le 24 avril 2025²⁰⁹.

[258] Dans le cadre du prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur de présenter un suivi sur l’évolution des nouveautés (ajouts, modifications et retraits) par rapport au présent dossier tarifaire qui ont été mentionnées par le Distributeur au présent dossier et qui ont été compilées au tableau 6 de la présente décision.

[259] De plus, la Régie demande au Distributeur d’expliquer toute modification apportée, au cours du cycle tarifaire 2026-2028, aux programmes d’EE (incluant les programmes Panneaux solaires) et aux programmes de GDP, autres que celles mentionnées au présent dossier et compilées au tableau 6 de la présente décision.

7.3.1 PROGRAMMES D’EE

[260] La Régie s’est questionnée sur plusieurs aspects de la Demande du Distributeur tout au long de l’étude du dossier, notamment à :

- La valeur probante de l’enveloppe budgétaire, dont la proportion constituant une « marge » pour couvrir tout ajustement durant le cycle tarifaire;
- la bonification du volet SGEE (du programme Gestion de l’énergie);
- le passage des projets pilotes Thermopompes – Réseaux autonomes (résidentiel) et GERE (du programme Gestion de l’énergie) à des programmes réguliers;
- la fusion des programmes Panneaux solaires pour les marchés Résidentiels, Affaires et Réseaux autonomes pour les clientèles Résidentielles et Affaires, aux programmes d’EE Programmes pour mieux consommer (volet LogisVert), Solutions efficaces et Réseaux autonomes;

²⁰⁹ Mieux consommer ensemble. [Trajectoire en efficacité énergétique](#).

- l'absence du nombre de projets ou unités pour certains programmes du marché affaires, dont Solutions efficaces;
- l'application d'une réduction de -153,2 GWh et de -112,8 GWh sur les économies du marché Résidentiel des années 2024 et 2025 (projetée).

[261] Par ailleurs, la Régie comprend que les modifications aux programmes Gestion de l'énergie, Thermopompes – Réseaux autonomes (résidentiel) se traduiraient pour une augmentation d'environ 14 M\$ entre les années 2025 (autorisé) et 2026 (prévu)²¹⁰ alors que les budgets totaux entre ces deux années augmentent de 179 M\$ (597,9 M\$ - 418,9 M\$).

[262] La Régie infère ainsi que l'augmentation de 165,2 M\$ (179 M\$ - 14 M\$) demandée par le Distributeur permettrait de maintenir la même offre présentée au dossier tarifaire 2025, en y apportant d'autres ajustements tel que les programmes Panneaux solaires et ceux visant les MFR.

Programmes de Panneaux solaires

[263] La Régie note que le Distributeur propose d'intégrer les programmes de panneaux solaires au portfolio d'ÉE. Il justifie la présentation fusionnée des budgets et des impacts énergétiques des programmes d'ÉE et des programmes Panneaux solaires par la définition élargie d'ÉE soumise au présent dossier²¹¹.

[264] À l'instar du GRAME, la Régie est d'avis que le traitement réglementaire proposé par le Distributeur pour les programmes Panneaux solaires, intégré au portfolio d'ÉE est conforme au cadre législatif en vigueur.

[265] La Régie reconnaît que le débat entourant la définition conceptuelle de l'ÉE et l'adéquation des caractéristiques de l'autoproduction photovoltaïque justifiant l'intégration des programmes d'appui financier pour l'achat de panneaux solaires à titre d'IEÉ comme a clairement fait ressortir une absence d'unanimité sur ces questions.

²¹⁰ Estimation à partir des pièces [B-0076](#), Tableau 6, p. 11 et [B-0120](#), Tableaux R-4.1, R-4.2 et R-5.1.2, p. 14, 15 et 19.

²¹¹ Pièce [B-0039](#), p. 7.

[266] Ainsi, sans se prononcer sur l'adéquation conceptuelle des deux types d'interventions, la Régie considère que les programmes de panneaux solaires présentés par le Distributeur sont visés par le même régime réglementaire que les IEE et que les mêmes dispositions leur sont applicables.

[267] Ce faisant, elle est d'avis qu'il est justifié que le traitement de leurs coûts soit comparable et juge donc approprié d'associer les programmes Panneaux solaires aux autres interventions en EE.

[268] La Régie prend acte que les tests TP, TAP et TNT sous forme de ratio pour les programmes Panneaux solaires entre 2026 et 2028 oscillent, pour le TP entre 0,8 et 0,9, pour le TAP entre 1,7 et 2,5 et pour le TNT entre 0,7 et 0,8, soit, sauf pour le TAP, des valeurs sous le seuil de rentabilité²¹².

[269] De plus, la Régie note que la production de 1 200 kWh/kW par panneau solaire installé, estimée par le Distributeur, s'avère très optimiste en raison des contraintes mentionnées par le RNCREQ.

[270] La Régie note également que le Distributeur ne semble pas prévoir, minimalement, un suivi de la production réelle d'électricité des panneaux subventionnés par les programmes Panneaux solaires²¹³.

[271] Tenant compte de ce qui précède, la Régie juge acceptable que les programmes Panneaux solaires soient intégrés au portfolio d'EE.

[272] Néanmoins, la Régie demande au Distributeur de présenter les informations se rapportant aux programmes Panneaux solaires soient présentées de façon distincte dans une sous-catégorie du portfolio d'EE, lors des suivis administratifs et de la prochaine révision tarifaire.

[273] Dans le cadre des suivis administratifs annuels, ces informations ventilées devront inclure, minimalement, les coûts (investissements, charges et total) (M\$), le

²¹² Pièce [B-0078](#), p. 8 et 9.

²¹³ Pièce [A-0048](#), p. 194 à 197.

nombre d'installations subventionnées, ainsi que la capacité d'énergie installée par les Panneaux solaires-(GWh).

7.3.2 PROGRAMMES DE GDP

[274] La Régie note qu'entre avril et août 2025, le Distributeur a effectué des changements dans les résultats des programmes de GDP de l'année 2024 rapportés dans les *Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1*²¹⁴.

[275] Elle note que le Distributeur a tenu compte de ces changements dans la première version du Complément présentée en septembre 2025 rapportant des impacts des programmes de GDP totalisant 177 MW (2024), 172 MW (2025 projetée), 152 MW (2026), 172 MW (2027) et 185 MW (2028)²¹⁵, soit des impacts moindres en 2026 et 2027 par rapport à 2024.

[276] Néanmoins, la Régie note qu'en réponse à sa DDR, le Distributeur les révisé à 87 MW (2024), 191 MW (2025 projetée), 179 MW (2026), 200 MW (2027) et 211 MW (2028)²¹⁶ indiquant que cette fois-ci, il n'a considéré que les MW générés par de nouveaux clients²¹⁷.

[277] Ce faisant, le Distributeur semble modifier, du moins pour la GDP – clientèle Résidentielle, les objectifs des appuis financiers présentés au dossier tarifaire 2025, soit l'adhésion de nouveaux clients, la pérennisation de la participation des clients existants ainsi que l'augmentation de leur contribution²¹⁸.

[278] À ce sujet, la Régie rappelle qu'au paragraphe 298 de la décision D-2025-033²¹⁹ :

²¹⁴ Renseignements fournis selon l'art. 75.1 de la Loi pour 2024, pièce [B-0009](#), p. 11, [B-0012](#), p. 3 et [B-0014](#), p. 3.

²¹⁵ Pièce [B-0048](#), p. 13.

²¹⁶ Pièces [B-0078](#), p. 23 et [B-0076](#), p. 13.

²¹⁷ Pièce [B-0120](#), R-16.1.1 à R-16.2, p. 49.

²¹⁸ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 69.

²¹⁹ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 84.

- Aux deux premières puces, elle demandait un suivi sur la réalisation des premières évaluations des programmes de GDP par des experts indépendants lors du dépôt des renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 de la Loi pour les années 2025 et 2026 (qui aura lieu, respectivement, en 2026 et 2027);
- À la troisième puce, elle demandait au Distributeur de déposer dans le cadre des suivis administratifs annuels des programmes de GDP, minimalement, les impacts des appuis financiers versés en termes de nouveaux clients et de clients pérennisés et de leur contribution respective à la réduction de puissance.

[279] La Régie juge pertinent de maintenir la présentation de ces suivis. En lien avec les deux premières puces du paragraphe 298 de la décision D-2025-033²²⁰, la Régie souligne que les évaluations qui seront réalisées et déposées en suivi administratif durant le présent cycle tarifaire sont celles sur l'impact énergétique.

[280] La Régie maintient le suivi administratif prévu au paragraphe 298 de la décision D-2025-033. Considérant la nature des programmes de GDP, la Régie demande au Distributeur de s'assurer que l'impact énergétique qui sera déterminé dans les évaluations périodiques sera celui des appuis financiers accordés durant la période évaluée, soit en retirant tout chevauchement avec les Options tarifaires et autres récompenses.

[281] La Régie s'attend à ce que ces évaluations précisent et quantifient, s'il y en a, tout effet d'attraction de nouveaux clients, de pertes de clients, de pérennisation de clients existants et d'augmentation de la contribution de ces derniers.

[282] De plus, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur de présenter et expliquer les principaux résultats des premières évaluations d'impact des programmes de GDP.

[283] Par ailleurs, la Régie se questionne sur le fait qu'en réponse à une DDR, le Distributeur ne puisse pas estimer des budgets et impacts énergétiques afférents à la bonification²²¹ de l'ancienne offre Hilo et appareils compatibles transformant celle-ci à

²²⁰ *Ibid.*

²²¹ Pièce [B-0078](#), R-11.3, p. 20.

l'offre Thermostats intelligents à 0 \$ et sa composante Chauffe-eau interruptibles, sous prétexte de conflits de confidentialité liés à un appel de propositions en cours²²².

[284] Enfin, la Régie souligne que, même si les programmes de GDP ont été regroupés avec des options tarifaires, il demeure que les appuis financiers accordés via les programmes de GDP doivent générer des impacts énergétiques quantifiables et conciliables avec ceux apparaissant aux bilans de puissance.

[285] À cet égard, la Régie comprend des précisions du Distributeur, que la perte de clients et la participation comportementale²²³ sont des facteurs importants dans la détermination de la contribution finale des appuis financiers des programmes de GDP dans le bilan de puissance.

[286] **Ainsi, à partir du prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur de préciser qualitativement et quantitativement la façon dont les impacts énergétiques (MW réduits) des appuis financiers pour l'achat et l'installation des technologies facilitant la GDP (programmes de GDP) ont été considérés dans le bilan de puissance, en tenant compte des effets d'attraction de nouveaux clients, des effets de pérennisation de clients existants et l'augmentation de leur contribution, de la participation comportementale, ainsi que de perte des clients.**

7.3.3 ÉVALUATION DE PROGRAMMES

[287] La Régie retient que les évaluations d'impact énergétique des programmes permettent de valider *a posteriori* la vraisemblance des prévisions antérieures dans le but de mieux anticiper les impacts futurs.

[288] La Régie comprend que le Distributeur suit ses programmes à l'interne²²⁴ et qu'il est en mesure d'établir certaines hypothèses de départ utiles à l'estimation des impacts énergétiques des programmes, surtout dans le cas d'une nouvelle offre.

²²² Pièces [B-0120](#), R-6.3, p. 22.

²²³ Pièces [A-0050](#), p. 106 à 108 et [B-0120](#), R-16.3, p. 50.

²²⁴ Pièce [B-0120](#), R-2.1 et R-7.2, p. 5 et 25.

[289] Toutefois, le Distributeur étant le porteur des programmes, qui les développe et les mets en œuvre, la Régie ne juge pas pertinent et approprié que le Distributeur, même une équipe distincte de celle qui conçoit les programmes, estime les impacts énergétiques (GWh et MW) qu'Hydro-Québec s'attribuera ultimement.

[290] D'ailleurs, il y a des firmes externes indépendantes et spécialisées dans la réalisation de ce type d'évaluations dont les rapports sont déposés depuis de nombreuses années à la Régie.

[291] De telles évaluations incluent des analyses fondamentales, autres que celles des données de consommation, qui n'ont pas été mentionnées par le Distributeur, notamment, la révision de bases de référence (efficaces et non efficaces), la détermination des effets de distorsion (taux d'opportunisme, taux d'entraînement, etc.), des chevauchements entre programmes du Distributeur et avec les programmes d'autres acteurs externes.

[292] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de mandater des experts indépendants pour la réalisation de toutes les évaluations d'impact énergétique de ses programmes d'ÉE, de GDP et des programmes Panneaux solaires notamment, celles prévues durant le cycle tarifaire 2026-2028 et présentées dans le tableau 9 de la présente décision.

[293] Tout comme pour d'autres données de son suivi interne, le Distributeur pourra mettre à disposition des évaluateurs externes les données de consommations et les estimations préliminaires qu'il en fera à l'aide de l'intelligence des données.

7.3.4 ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

Analyses de sensibilité de tests économiques anticipés

[294] La Régie note qu'en suivi du paragraphe 291 de la décision D-2025-033²²⁵, le Distributeur a, d'une part, étendu aux programmes de GDP le suivi du paragraphe 444 de la décision D-2010-022²²⁶ relatif à la présentation d'une analyse de sensibilité des tests économiques pour les programmes d'EE, et d'autre part, bonifié le suivi en résultant.

[295] Elle note toutefois que, dans le contexte de l'approche par portfolios, une seule analyse pour les 3 années du cycle tarifaire a été présentée et que celle-ci n'a pas tenu compte des hypothèses des programmes Panneaux solaires, notamment, des budgets et des impacts énergétiques, précisés par le Distributeur en réponse à la DDR de la Régie²²⁷.

[296] **Ainsi, à partir du prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur de présenter l'analyse de sensibilité des tests économiques pour le portfolio d'EE et celui de GDP, pour chaque année visée par le cycle tarifaire. Elle demande que ce suivi fasse une distinction pour les programmes Panneaux solaires.**

Tests économiques anticipés pour les programmes de GDP

[297] La Régie se questionne sur les motifs du Distributeur pour ne pas présenter les tests TP et TCTR des programmes de GDP.

[298] En réponse à la DDR de la Régie, le Distributeur indiquait « l'absence de données sur les coûts clients engendrés par les nouvelles mesures recevant un appui financier »²²⁸.

²²⁵ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 82.

²²⁶ Dossier R-3708-2009, décision [D-2010-022](#), p. 106.

²²⁷ Pièce [B-0078](#), tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C, p. 8 et 9.

²²⁸ Pièces [B-0078](#), R-13, p. 24.

[299] Cependant, il indique, en réponse à la DDR de la Régie, « l'absence de données sur les coûts assumés par les clients dans la plateforme de suivi des demandes » l'empêche de formuler des hypothèses nécessaires pour réaliser les tests économiques associés pour les années 2026 à 2028²²⁹.

[300] La Régie constate que le Distributeur a été en mesure de présenter, en réponse à une DDR, les tests TCTR et TP du programme GDP - clientèle Résidentielle au réel pour l'année 2024²³⁰ et l'a questionné en audience sur ses motifs pour ne pas déposer les tests TCTR et TP en mode prévisionnel²³¹.

[301] La Régie note que la réponse du Distributeur ne fait pas de distinction entre les programmes de GDP, visant exclusivement l'offre d'appuis financiers (subventions) pour l'achat et l'installation des technologies facilitant la GDP, et les récompenses qui étaient offertes à certains clients et qui n'ont aucun rapport avec les subventions mentionnées.

[302] À cet égard, la Régie rappelle qu'au dossier tarifaire 2025 elle retenait que toute rémunération liée aux moyens de GDP (tarification dynamique, GDP Affaires et OÉI) est exclue des programmes de GDP, bien que le Distributeur envisage de regrouper leur contribution aux fins de leurs bilans respectifs²³².

[303] De plus, la Régie note dans la réponse du Distributeur qu'il n'y aurait pas une visibilité des coûts depuis que les programmes de GDP ont été regroupés à des options tarifaires puisque, dans certains cas, il n'y a pas de subvention.

[304] La Régie rappelle que la portion « appuis financiers » des programmes de GDP est traitée de la même façon que les appuis financiers en EÉ, soit comme des actifs capitalisables pour lesquels des impacts énergétiques sont attendus.

²²⁹ Pièce [B-0120](#), R-17.8, p. 54 et 55.

²³⁰ Pièce [B-0078](#), R-11.4, p. 20.

²³¹ Pièce [A-0050](#), p. 115 à 118.

²³² Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 80.

[305] Par ailleurs, la Régie note qu'en audience, le Distributeur précise la réponse citée précédemment comme suit :

[...]. Toute la composante où je vous parlais probablement un delta entre programme versus tarif, ce n'est pas ce côté-là de la réponse, c'est vraiment la première partie de ma réponse qui est exacte, c'est de dire, il y a des informations qu'on n'a pas par rapport à l'investissement des clients. Je vous donne exactement qu'est-ce qui se passe. En [...] (2024) ce qu'on avait comme programme, c'était donc l'offre Hilo. On était capable, vu que c'est un programme qui est cent pour cent (100 %) de notre côté, on voyait les coûts des clients. Depuis, l'offre Hilo avait quand même évolué, on avait l'offre pour [...] les produits partenaires où, là, on offre un remboursement d'un montant sur les équipements. Mais toute la portion du frais d'installation que le client a à déboursier, on ne le voit pas. Donc, on ne peut pas faire un calcul sur cet axe-là parce qu'on ne voit pas l'ensemble des coûts qui sont pour le client²³³.

[306] La Régie se questionne sur ces propos considérant qu'avec l'offre Hilo et appareils compatibles, le Distributeur offrait un service clé en main (achat et installation) pour lequel il était en mesure d'estimer des coûts²³⁴. La principale différence avec la nouvelle offre Thermostats intelligents à 0 \$²³⁵ et sa composante Chauffe-eau interruptibles réside, selon la compréhension de la Régie, se trouve dans la portion de coûts subventionnée.

[307] Pour les programmes de GDP, la Régie souligne que, bien que les projets subventionnés puissent être de grande ampleur, les appuis financiers du programme ne couvrent que des solutions d'immotique (automatisation)²³⁶ dont les coûts d'achat et installation avaient également été estimés par le Distributeur au dossier tarifaire 2025²³⁷.

[308] Considérant ce qui précède, à partir du prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur de présenter les tests économiques anticipés complets, soit

²³³ Pièce [A-0050](#), p. 128.

²³⁴ Dossier R-4270-2024, pièces [B-0100](#), R-7.5 et R-12.3, p. 17 et [B-0202](#), R-4.3, p. 11.

²³⁵ [Thermostats intelligents à 0 \\$ | Hydro-Québec](#).

²³⁶ [Appuis financiers pour automatiser la gestion de la demande de puissance](#).

²³⁷ Dossier R-4270-2024, pièces [B-0100](#), R-12.3, p. 25 et [B-0202](#), R-4.3, p. 11.

TCTR, TP, TNT et TAP, pour chacun des marchés visés par les programmes de GDP et pour chacune des années du cycle tarifaire.

Tests économiques au réel

[309] La Régie rappelle qu'au paragraphe 295 de la décision D-2025-033²³⁸, elle demandait au Distributeur de déposer annuellement et de façon administrative les tests économiques des programmes d'ÉE et de GDP « au réel », et qu'à ces fins, elle donnait des instructions, notamment, concernant la ventilation des composants de ces programmes. La Régie juge pertinent de maintenir ce suivi et de l'étendre aux programmes Panneaux solaires ventilés par marché, tel que mentionné précédemment.

Présentation de demandes tarifaires

[310] Pour l'AHQ-ARQ, la FCEI, le GRAME, et OC une présentation globale des prochaines demandes budgétaires, à l'image de celle retenue au présent dossier (avant le Complément), serait insuffisante pour juger du bien-fondé des budgets qui seront demandés.

[311] La Régie a autorisé la nouvelle approche de présentation par portfolio. Toutefois, afin d'apprécier si les budgets totaux en ÉE et en GDP pour les cycles tarifaires sont justifiés ou raisonnables, la Régie doit porter un regard sur l'évolution des prévisions et des résultats annuels par programme.

[312] En conséquence, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur de présenter et de justifier la demande relative au portfolio d'ÉE (incluant une distinction pour les programmes Panneaux solaires), et à celui de GDP, en s'appuyant sur des informations annuelles ventilées :

- **Dernière année historique « réelle », année de base « autorisée », année de base « projetée » et chacune des années du cycle tarifaire :**

²³⁸ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 83.

- **Budgets (investissements, charges et total) (M\$) et impacts énergétiques nets (GWh, MW), auquel le Distributeur devra ajouter tout programme, mesure ou projet pilote lancé au cours du cycle tarifaire 2026-2028 ainsi que tout programme, mesure et projet pilote à lancer au cours du cycle tarifaire à l'examen 2029-2031.**
- **Chacune des années du cycle tarifaire :**
 - **Hypothèses de calcul, selon la ventilation par programme précisée pour les budgets et impacts énergétiques et comprenant, minimalement :**
 - Paramètres;
 - Gain unitaire brut (kWh/an) ;
 - Surcoût/coût unitaire;
 - Rapport coût par kW-installé (programmes de GDP) ;
 - Coût évité (¢/kWh);
 - Durée de vie (années);
 - Effets de distorsion (taux d'opportunisme (%), entraînement (%), bénévolat (GWh), autre).
 - **Données de participation et économies d'énergie :**
 - Nombre d'unités/installations/projets dans le cas des programmes d'EE et Panneaux solaires;
 - Nombre de nouveaux clients attirés et, le cas échéant, de clients pérennisés, par les appuis financiers des programmes de GDP (clientèles résidentielles et affaires) ainsi que le nombre total de clients participant aux options tarifaires en GDP et leur contribution en MW²³⁹;
 - Nombre de clients contribuant à la GDP sans participer aux options tarifaires (participation comportementale);
 - Nombre de clients cessant d'utiliser les options de GDP et nombre de clients;
 - Tests économiques TCTR, TP, TNT et TAP, selon la ventilation par programme précisée pour les budgets et impacts énergétiques, présentés sous forme monétaire et de ratio²⁴⁰;

²³⁹ Voir à titre d'exemple les informations fournies pour le programme GDP – clientèle résidentielle à la pièce [B-0078](#), R-12.1, p. 22.

²⁴⁰ Se référer aux types de test présentés à la pièce [B-0076](#), tableaux 2A à 2C et 3A à 3C, p. 7 à 9.

– Impacts sur les revenus requis (M\$)²⁴¹.

- Année de base réelle projetée et chacune des années du cycle tarifaire :
 - Calendrier d'évaluation pour tous les programmes en précisant les budgets et les impacts énergétiques, en distinguant l'année de finalisation et de dépôt du rapport d'évaluation et la période couverte par l'évaluation.

[313] Par ailleurs, la Régie souligne que contrairement aux dossiers antérieurs, aux fins de l'établissement des prévisions de l'année de base projetée, le Distributeur n'a pris en compte que les résultats de deux mois réels.

[314] Dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur de présenter sa demande relative aux programmes d'ÉE, aux programmes Panneaux solaires et de GDP, en s'appuyant, pour l'année de base, minimalement sur 4 mois réels.

7.3.5 SUIVIS

Suivis aux dossiers tarifaires

[315] La Régie note, qu'en conformité avec la présentation des budgets globalement de l'approche par portfolio, le Distributeur demande d'être exempté de présenter le suivi du paragraphe 184 de la décision D-2023-068²⁴², relatif aux montants engagés en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie, dans le cadre des dossiers tarifaires était justifié par la présentation, au présent dossier, des budgets des programmes d'ÉE globalement²⁴³. Il propose de déposer l'information demandée à l'occasion des Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 de la Loi

²⁴¹ Tel que déposé dans le présent dossier, pièce [B-0128](#), tableau 9, p. 18.

²⁴² Dossier R-4169-2021, décision [D-2023-068](#), p. 50.

²⁴³ Pièce [B-0128](#), p. 19.

[316] La Régie autorise le Distributeur à déposer l'information demandée par le paragraphe 184 de la décision D-2023-068 relative aux 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 de la Loi.

Suivis administratifs

[317] La Régie rappelle qu'en lien avec la grande catégorie Efficacité énergétique, le Distributeur dépose deux types de suivis administratifs selon qu'il réponde à l'article 75.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* (Annexe II) ou aux décisions de la Régie.

[318] La Régie prend acte de l'affirmation du Distributeur²⁴⁴ que le suivi annuel qui sera déposé en vertu de l'article 75.1 de la Loi sera présenté selon le même niveau de détail que ceux présentés dans les années passées.

[319] À cet égard, la Régie souligne qu'au paragraphe 293 de la décision D-2025-033²⁴⁵, elle prenait acte que ce suivi annuel serait présenté « *selon le même niveau de détail que les tableaux de l'annexe A de la pièce B-0114* » du dossier R-4270-2024.

[320] La Régie constate que les renseignements fournis par le Distributeur « *les années passées* » incluait la liste des programmes avec leur date de début ainsi qu'un suivi des résultats budgétaires (investissements, charges et total) et énergétiques (GWh ou MW) par marché avec les explications afférentes.

[321] Plus précisément, la Régie constate qu'aux suivis des années 2019 à 2022, le Distributeur a présenté les données prévisionnelles, réelles et les écarts de façon « cumulée » alors que dans les suivis des années 2023 et 2024, il a présenté les données prévisionnelles et réelles par année.

²⁴⁴ Pièce [B-0078](#), R-4.1, p. 10.

²⁴⁵ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 83.

[322] Par ailleurs, la Régie prend acte de l'affirmation du Distributeur²⁴⁶ à l'effet que les rapports d'évaluation qui seront complétés annuellement seront déposés dans le cadre des suivis annuels.

[323] La Régie rappelle que les rapports d'évaluation, dont le dépôt est prévu durant le présent cycle tarifaire, sont présentés au Tableau 9 de la présente décision.

7.3.6 BUDGETS APPROUVÉS

[324] Considérant :

- l'ampleur des budgets demandés par le Distributeur pour les programmes d'ÉE et de GDP sur le cycle tarifaire, soit une augmentation moyenne de 40 %;
- la preuve au soutien de cette demande;
- les constats de la Régie dans la présente section et par principe de prudence;
- l'incertitude entourant le contexte économique dans lequel évolue la transition énergétique dont notamment le rythme et les cibles de décarbonation;
- la Régie considère qu'il est plus prudent de réviser à la baisse le budget.

En conséquence la Régie réduit de 13 % les budgets annuels demandés. Elle approuve les budgets suivants :

- Programmes d'ÉE (incluant les programmes Panneaux solaires) : 519,9 M\$ pour 2026, 525,4 M\$ pour 2027 et 548,3 M\$ pour 2028;
- Programmes de GDP : 78,0 M\$ pour 2026, 79,3 M\$ pour 2027 et 79,5 M\$ pour 2028.

²⁴⁶ Pièce [B-0078](#), R-5.1, p. 10.

8 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ - APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

8.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Contexte d'approvisionnement

[325] Le Distributeur rappelle que, selon la Loi 24, Hydro-Québec doit disposer des approvisionnements en électricité requis pour atteindre la cible des approvisionnements établie par le PGIRE²⁴⁷.

[326] Le ministre du MEIÉ doit soumettre le premier PGIRE au gouvernement pour approbation au plus tard le 1^{er} avril 2026. Jusqu'à l'approbation par le gouvernement de ce premier plan, la cible des approvisionnements en électricité est fixée à 255 TWh au 1^{er} janvier 2035²⁴⁸, incluant la contribution de l'efficacité énergétique.

[327] Le Distributeur soutient que « [...] *les modifications apportées par la Loi sur la gouvernance responsable confèrent à Hydro-Québec la flexibilité nécessaire pour respecter sa mission* »²⁴⁹. De plus, le Distributeur soutient qu'« *Hydro-Québec doit assurer par tout moyen les approvisionnements requis pour la satisfaction des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale* » tout en précisant qu'il lui revient de déterminer la stratégie optimale pour atteindre la cible²⁵⁰.

[328] Les modifications apportées par la Loi 24 quant aux approvisionnements en électricité se résument ainsi :

- le Distributeur détermine la stratégie optimale pour atteindre la cible des approvisionnements en électricité à l'horizon 2035;
- le Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie pour conclure un contrat d'approvisionnement sous réserve de l'article 74.1 de la Loi;

²⁴⁷ Article 22, [Loi sur Hydro-Québec](#).

²⁴⁸ Article 155, [Loi 24](#).

²⁴⁹ Pièce [B-0027](#), p. 5.

²⁵⁰ *Ibid.*

- le Distributeur ne sera plus obligé de recourir à un appel d'offres pour combler les besoins au-delà de l'électricité patrimoniale sous réserve de l'article 74.2 de la Loi;
- le Distributeur pourra choisir sa stratégie ainsi que ses sources d'approvisionnement, en ayant recours, notamment, aux ressources d'Hydro-Québec, à un processus d'appels d'offres, ou encore à la conclusion de contrats de gré à gré;
- la Régie autorisera les contrats d'approvisionnement en électricité dans les cas et aux conditions déterminés par règlement;
- la fourniture d'électricité par Hydro-Québec au distributeur d'électricité n'est plus réputée constituer un contrat d'approvisionnement;
- les coûts des nouveaux approvisionnements fournis par Hydro-Québec, seront établis de manière à refléter ceux du marché pour des produits ou services comparables.

[329] Le Distributeur affirme qu'en modifiant l'article 2 de la Loi, la Loi 24 a fait disparaître la présomption permettant des contrats entre le Producteur et le Distributeur, mettant ainsi fin à la séparation fonctionnelle qui existait²⁵¹.

[330] Interrogé pendant l'audience, le Distributeur confirme sa prétention voulant que la fin de la séparation fonctionnelle entre le Producteur et le Distributeur repose sur la disparition de la présomption permettant des contrats entre ces anciennes divisions²⁵².

[331] Après avoir reconnu que les coûts associés aux moyens d'approvisionnement sont la résultante de la combinaison des prix unitaires, des quantités d'énergie, de puissance fournie et du type de produit, le Distributeur précise les portées respectives de la présente demande tarifaire et du prochain Plan d'approvisionnement²⁵³.

[332] Le Distributeur met en évidence le caractère transitoire de la présente demande tarifaire puisqu'elle devance le premier Plan d'approvisionnement conformément aux modifications apportées par la Loi 24. Ainsi, le Distributeur soutient que la demande tarifaire permet la reconnaissance des coûts prospectifs d'approvisionnement et, par

²⁵¹ Pièce [B-0027](#), p. 5.

²⁵² Pièces [A-0044](#), p. 31, et [A-0059](#), p. 64 à 66.

²⁵³ Pièce [A-0044](#), p. 32.

le fait même, l'approbation des caractéristiques, des quantités et des prix unitaires des produits et conséquemment, les coûts des approvisionnements acquis auprès d'Hydro-Québec²⁵⁴ jusqu'à la fin du présent cycle tarifaire.

[333] Dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement, le Distributeur élaborera ses stratégies d'approvisionnement en tenant compte des approvisionnements autorisés dans le cadre de la présente demande.

[334] La prochaine demande tarifaire tiendra compte des stratégies d'approvisionnement approuvées par la Régie et leurs mises à jour réalisées dans le cadre des suivis annuels du Plan d'approvisionnement.

Besoins d'approvisionnement additionnel du Distributeur

[335] Le Distributeur prévoit des besoins en énergie de 199,3 TWh, 202,7 TWh et 207,4 TWh pour les années témoins 2026-2027-2028, et des besoins postpatrimoniaux de 21,9 TWh, 24,1 TWh et 28,5 TWh, comme présentés au tableau suivant.

²⁵⁴ Service d'intégration éolienne (SIÉ), cyclable et base hivernale.

TABLEAU 10²⁵⁵**BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE 2025-2028**

	2025	2026	2027	2028
BESOINS	198,1	199,3	202,7	207,4
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	177,5	178,7	178,9
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	22,4	21,9	24,1	28,5
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS	18,7	19,8	20,3	19,4
Base et cyclable (HQP)	3,7	3,9	0,8	
Énergie rappelée (HQP)	0,8	1,2	1,0	
A/O de puissance (HQP)	0,2	0,2	0,2	0,2
A/O 2021-01 (HQP)		0,1	1,4	1,4
Éolien*	11,4	11,6	14,1	15,2
Biomasse et petite hydraulique	2,5	2,8	2,8	2,5
Énergie des moyens de gestion	0,09	0,04	0,04	0,05
BESOINS RÉSIDUELS	3,7	2,1	3,8	9,2
NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS			2,0	6,8
Bloc cyclable (HQP)			1,3	3,7
Bloc base hivernale (HQP)			0,2	1,9
A/O solaire				
Approvisionnements issus de projets existants			0,5	1,2
Éolien			0,4	0,7
Cogénération			0,1	0,5
Petites centrales hydrauliques				
ACHATS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME	3,7	2,1	1,8	2,4
Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)	3,8	1,4	0,2	

[336] Les besoins en puissance, pour les hivers correspondants, sont respectivement de 40 599 MW, 40 933 MW et 41 548 MW, et des besoins postpatrimoniaux de 7 944 MW, 8 481 MW et 9 336 MW, comme présentés au tableau suivant.

²⁵⁵ Tableau établi à partir des pièces [B-0027](#), p. 6 et [B-0073](#), p. 46.

TABLEAU 11²⁵⁶
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS EN PUISSANCE, 2025-2028

	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028
BESOINS À LA POINTE	40 599	40 933	41 548
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	4 787	4 990	5 230
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	45 386	45 923	46 778
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	7 944	8 481	9 336
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS (contribution attendue)	7 193	7 817	6 690
Contrats avec HQP	1 900	2 059	659
Base et cyclable	600	600	
Puissance rappelée	800	800	
Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500
A/O 2021-01 (HQP)		159	159
Autres contrats de long terme	1 910	2 262	2 376
Éolien	1 486	1 828	1 978
Biomasse	321	331	295
Petite hydraulique	103	103	103
Gestion de la demande en puissance	2 598	2 710	2 868
GDP Engagement (2025+)	1 060	1 065	1 070
GDP Affaires (2025) / GDP Latitude (2026+)	930	935	940
Tarification dynamique	608	710	858
Hilo			
Autres moyens	785	786	787
Abaissement de tension	250	250	250
Interruption chaînes de blocs	280	281	282
OÉA / TRI	255	255	255
BESOINS RÉSIDUELS	751	664	2 646
NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS		44	1 720
Bloc cyclable (HQP)			600
Bloc base hivernale (HQP)			1 000
A/O solaire			
Approvisionnement issus de projets existants		44	120
ACHATS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME (hiver)	751	620	926

[337] Le Distributeur mentionne que la contribution attendue des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme pour satisfaire les besoins des années 2025 à 2028 a été établie en fonction des approvisionnements provenant d'Hydro-Québec, incluant le SIÉ, des centrales de cogénération et des petites centrales hydroélectriques²⁵⁷.

²⁵⁶ Pièce [B-0073](#), tableau R-21.3-B, p. 47.

²⁵⁷ Tableau établi à partir des pièces [B-0027](#), p. 7 et [B-0078](#), p. 47.

[338] Le coût projeté des approvisionnements en électricité atteint 9 499,4 M\$ en 2028, en hausse de 813,0 M\$ (9,4 %) par rapport à l'année de base 2025. Quant aux approvisionnements, ils atteignent 207,4 TWh en 2028, en hausse de 9,4 TWh (4,7 %) par rapport à l'année 2025.

TABLEAU 12²⁵⁸
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS, 2025-2028

	2024 Année historique			2025 Année de base			2026 Année témoin			2027 Année témoin			2028 Année témoin			Δ 2025-2028 Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Sous-total - Électricité patrimoniale <i>incluant l'ajustement entente cadre</i>	171,8	5 528,3	32,18	175,6	5 904,0	33,62	177,5	6 060,7	34,14	178,7	6 223,2	34,82	178,9	6 354,2	35,52	3,3	450,2	1,90
Sous-total - Approvisionnements postpatrimoniaux	17,7	2 077,6	117,38	22,4	2 782,4	124,21	21,9	2 622,2	119,74	24,1	2 768,3	114,87	28,5	3 145,2	110,36	6,1	362,8	-13,86
Postpatrimoniaux long terme	17,2	1 963,2	114,14	18,5	2 165,4	117,05	19,8	2 238,8	113,07	22,3	2 409,4	108,04	26,0	2 725,3	104,82	7,5	559,9	-12,23
Postpatrimoniaux court terme	0,5	114,4	s.o.	3,9	617,0	s.o.	2,0	383,3	s.o.	1,8	358,9	s.o.	2,5	419,9	s.o.	-1,4	-197,1	s.o.
TOTAL - Approvisionnements en électricité	189,5	7 605,9	40,14	198,0	8 686,4	43,87	199,3	8 682,9	43,57	202,7	8 991,4	44,36	207,4	9 499,4	45,80	9,4	813,0	1,93

[339] L'effet des volumes additionnels auraient dû avoir pour impact d'augmenter les coûts d'approvisionnement à 868,7 M\$ si les coûts unitaires de 2025 avaient été appliqués. Ce qui permet de faire passer cette augmentation de 868,7 M\$ à 813,0 M\$ est la baisse du coût unitaire anticipé des approvisionnements postpatrimoniaux de 2028 comme le souligne le tableau qui suit.

TABLEAU 13²⁵⁹
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS 2025-2028

	2025-2028				
	TWh	M\$	\$/MWh	Effet-quantité M\$	Effet-prix M\$
Sous-total - Électricité patrimoniale <i>incluant l'ajustement entente cadre</i>	3,3	450,2	1,90	111,0	339,2
Sous-total - Approvisionnements postpatrimoniaux	6,1	362,8	-13,86	757,7	-394,9
TOTAL - Approvisionnements en électricité	9,4	813,0	1,93	868,7	-55,7

²⁵⁸ Tableau construit à partir des données de la pièce [B-0027](#), tableau 3, p. 9.

²⁵⁹ *Ibid.*

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Service d'intégration éolienne

[340] Dans sa décision D-2020-137, la Régie a approuvé le contrat pour le SIÉ conclu avec le Producteur. Ce contrat d'une durée de 5 ans est arrivé à échéance le 31 août 2025.

[341] Le Distributeur se positionnera sur le SIÉ avant la prochaine demande tarifaire. D'ici là, le Distributeur formule l'hypothèse de la reconduction du SIÉ existant pour la période allant du 1^{er} septembre 2025 au 31 décembre 2028 pour permettre la prise en compte des coûts associés à l'équilibrage de la production éolienne et à la garantie de puissance associée. Les caractéristiques du SIÉ sont présentées au tableau suivant.

TABLEAU 14²⁶⁰

MODALITÉS DU SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE FOURNI PAR HYDRO-QUÉBEC

Durée	Du 1 ^{er} septembre 2025 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance installée</u> 3 715,8 MW au 1 ^{er} septembre 2025, à ajuster selon les ajouts ou retraits éoliens sur la période visée <u>Énergie (Retours d'énergie)</u> Avril à septembre : 30 % de la puissance installée Octobre à mars : 40 % de la puissance installée <u>Puissance garantie</u> 40 % de la puissance installée pour les mois de janvier, février, mars et décembre
Prix	<u>Retours d'énergie</u> 8,18 \$ ₂₀₂₄ /MWh, indexé à 2 % à chaque 1 ^{er} septembre <u>Écarts de livraison</u> Pour les Retours d'énergie excédant la production éolienne : 46,16 \$/MWh Pour la production éolienne excédant les Retours d'énergie : 1,80 \$/MWh <u>Erreurs de prévision</u> 1,8659 \$ ₂₀₂₄ /MWh, indexé à 2 % à chaque 1 ^{er} septembre

²⁶⁰ Pièce [B-0027](#), p. 14 et 15.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Cyclable

[342] Le Distributeur prévoit remplacer les contrats de Base de 350 MW et Cyclable de 250 MW conclus avec Hydro-Québec, arrivant à échéance le 28 février 2027, par un approvisionnement cyclable de 600 MW dont les modalités sont présentées dans le tableau suivant :

TABLEAU 15²⁶¹

MODALITÉS DE L'APPROVISIONNEMENT CYCLABLE FOURNI PAR HYDRO-QUÉBEC

Durée	Du 1 ^{er} mars 2027 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance</u> Jusqu'à 600 MW <u>Énergie</u> Jusqu'à 5,27 TWh
Prix	<u>Puissance</u> 157,11 \$ ₂₀₂₅ /kW-an, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier <u>Énergie</u> 58,56 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier

[343] Le Distributeur soutient que le prix de cet approvisionnement postpatrimonial s'inscrit dans la continuité des approvisionnements contractés auprès d'Hydro-Québec avant la sanction de la Loi 24, et qui arrivent à échéance au cours du présent cycle tarifaire.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Base hivernale

[344] Le Distributeur mentionne que l'échéance des Conventions d'énergie différée associées aux contrats de Base et Cyclable va créer un déséquilibre dans le bilan en puissance et en énergie. Pour équilibrer le bilan, le Distributeur propose de procéder avec des livraisons en base de blocs mensuels dont la puissance équivaut à 1 000 MW durant les mois de janvier et février 2028, et de 300 MW pour les mois de décembre 2027, mars 2028 et décembre 2028.

²⁶¹ Pièce [B-0027](#), p. 16.

[345] Les détails ainsi que les prix sont présentés au tableau suivant. Il est à noter que le prix de l'énergie est le même que pour l'approvisionnement cyclable. Le Distributeur prévoit que l'approvisionnement en base hivernale atteindra 1,9 TWh en 2028.

TABLEAU 16²⁶²

MODALITÉS DE L'APPROVISIONNEMENT EN BASE HIVERNALE FOURNI PAR HYDRO-QUÉBEC

Durée	Du 1 ^{er} décembre 2027 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance</u> 1 000 MW en janvier et février 2028 300 MW en décembre 2027, mars 2028 et décembre 2028 <u>Énergie</u> 223 200 MWh en 2027 1 886 400 MWh en 2028
Prix	<u>Puissance</u> Un montant de 157,11 \$ ₂₀₂₅ /kW-an, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier, appliqué sur une base mensuelle Prime de puissance additionnelle selon le prix mensuel de la puissance UCAP du marché de New York (NYISO) <u>Énergie</u> 58,56 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier

[346] Le Distributeur soutient que le prix de cet approvisionnement postpatrimonial s'inscrit dans la continuité des approvisionnements contractés auprès d'Hydro-Québec avant la sanction de la Loi 24, et dont la durée arrive à échéance au cours du présent cycle tarifaire.

Approvisionnements des parcs éoliens, des centrales de cogénération et des petites centrales hydroélectriques

[347] Le Distributeur mentionne, qu'au cours du présent cycle tarifaire, trois contrats d'approvisionnement éolien de long terme viendront à échéance, soit les contrats de Baie-des-Sables, de l'Anse-à-Valleau et de Carleton²⁶³. Les dates de fin de livraison sont respectivement le 21 novembre 2026, le 9 novembre 2027 et le 21 novembre 2028.

²⁶² Pièce [B-0027](#), p. 17.

²⁶³ Pièce [B-0027](#), p. 8.

[348] Le Distributeur propose de maintenir les approvisionnements issus de ces trois contrats selon l'hypothèse d'une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des discussions avec les fournisseurs.

[349] Certains fournisseurs exploitant des centrales de cogénération ont signé des contrats avec le Distributeur qui arrivent également à échéance pendant l'horizon de la demande tarifaire. Il s'agit des contrats pour l'électricité produite par les centrales de St-Félicien, Thurso, Dolbeau, Gatineau et Windsor. Tout comme pour contrats d'approvisionnement en énergie éolienne, le Distributeur propose de retenir l'hypothèse d'une indexation des prix, bien que ceux-ci devront être ajustés au terme des discussions avec les fournisseurs.

[350] Le Distributeur annonce un report dans la mise en service prévue pour la centrale de cogénération de Bedford du 1^{er} décembre 2025 au 1^{er} décembre 2026.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Achats de court terme

[351] Le Distributeur propose une nouvelle approche pour ses approvisionnements sur les marchés de court terme. Il indique que les approvisionnements de court terme requis pour alimenter la charge locale seront désormais « fournis par Hydro-Québec, à un coût reflétant celui du marché pour un service et produit comparable »²⁶⁴ conformément aux nouvelles dispositions de l'article 52.2 de la Loi.

[352] Le Distributeur calculera les volumes d'électricité provenant d'approvisionnement de court terme. Pour chaque heure de l'année, le Distributeur va donc considérer ses besoins réguliers et les réduire des volumes de la consommation des centrales, des approvisionnements postpatrimoniaux avec obligation de prendre livraison et des moyens de gestion²⁶⁵. Il mentionne ensuite que la valeur d'électricité patrimoniale sera optimisée en fonction de la demande nette horaire précédemment calculée.

²⁶⁴ Pièce [B-0027](#), p. 10.

²⁶⁵ *Ibid.*

[353] Questionné par l’AHQ-ARQ au sujet de cette optimisation de la valeur de l’électricité patrimoniale, le Distributeur mentionne :

L’objectif de l’optimisation est de maximiser l’utilisation de chaque bâtonnet d’électricité patrimoniale avec une demande qui est connue pour chaque heure de l’année. Pour ce faire, la demande nette est calculée pour chaque heure de l’année et les valeurs sont triées en ordre décroissant.

Par la suite, le solde horaire entre la demande nette et le volume du bâtonnet d’électricité patrimoniale (lui aussi trié en ordre décroissant) est calculé. Si le solde est négatif, ce volume sera comptabilisé comme de l’électricité patrimoniale inutilisée. S’il est positif, il sera comptabilisé comme un volume d’électricité fournis à titre d’approvisionnement de court terme par Hydro-Québec²⁶⁶.

[354] Le Distributeur explique ainsi que lorsque la demande nette horaire dépasse la valeur horaire d’électricité patrimoniale qui y est associée, l’écart sera comptabilisé comme un approvisionnement fourni par Hydro-Québec. À l’inverse, si la valeur horaire de l’électricité patrimoniale dépasse la demande nette, l’écart sera considéré comme de l’électricité patrimoniale inutilisée²⁶⁷.

[355] Pour ce qui est des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme flexibles, le Distributeur affirme qu’ils seront associés à la demande nette horaire après l’électricité patrimoniale, mais avant les approvisionnements de court terme.

[356] La nouvelle approche proposée par le Distributeur, pour déterminer les approvisionnements de court terme, est établie en fonction des volumes requis et des capacités des interconnexions. Le coût projeté de ces approvisionnements tient compte des prix des contrats à terme sur les marchés, observés à un moment donné.

[357] En effet, le prix de première tranche de 600 MW va correspondre aux prix des contrats à terme observés sur le marché de l’Ontario et appliqués à chacune des heures de l’année²⁶⁸. Pour les 1 000 MW suivants, ce sont les prix des contrats à terme du

²⁶⁶ Pièce [B-0083](#), p. 16 et 17.

²⁶⁷ Pièce [B-0027](#), p. 10.

²⁶⁸ Pièce [B-0027](#), p. 11.

marché de New York qui seront utilisés. Au-delà de ces quantités, le Distributeur propose que le prix des MW supplémentaires correspondent aux prix des contrats à terme de l'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre.

[358] Dans sa réponse à la DDR de l'AHQ-ARQ, le Distributeur explique que les limites de 600 MW et de 1 000 MW subséquentes ont été fixées en tenant compte des capacités des interconnexions :

Le volume de 600 MW a été établi en fonction de l'accessibilité au marché de l'IESO via l'interconnexion de l'Outaouais pour des réservations non fermes en temps réel, alors que le 1 000 MW est le volume ferme pour le marché de NYISO via l'interconnexion de Châteauguay²⁶⁹.

[359] Le Distributeur fournit au tableau suivant un exemple des prix moyens observés sur les marchés de référence qui justifie l'ordonnancement des marchés externes proposé par le Distributeur.

TABLEAU 17²⁷⁰
PRIX MOYEN D'HIVER SELON LE MARCHÉ EN \$ CA/MWH
(INCLUT FRAIS DE SORTIE ET DE COURTAGE)

	ON	NY	NE
2022-2024	46,08	65,60	119,69
2020-2024	36,88	52,24	100,78
2015-2024	31,19	46,02	91,73

[360] Cette nouvelle approche est présentée à l'Annexe A des réponses du Distributeur à la DDR de l'AHQ-ARQ²⁷¹. Il s'agit d'exemples concrets d'application de la formule de prix proposée par le Distributeur qui présente notamment les données horaires²⁷².

²⁶⁹ Pièce [B-0083](#), p. 20.

²⁷⁰ Pièce [B-0027](#), tableau 5, p. 11.

²⁷¹ Pièce B-0083, p. 50.

²⁷² Pièces [B-0083](#), p. 50, [B-0111](#) (sous pli confidentiel) et B-0117.

[361] Le Distributeur précise que les prix à terme représentent des prix négociés à des points de référence sur les marchés financiers rattachés aux marchés de l'électricité. Ils ne correspondent pas aux prix au point où Hydro-Québec peut livrer ou prendre livraison de l'électricité²⁷³. Le Distributeur précise que les frais afférents applicables aux transactions, tels que les frais de sortie, les pertes, les frais de congestion, les frais de transactions et de GES, seront aussi comptabilisés dans les coûts de chacun des marchés²⁷⁴.

[362] Le Distributeur souligne que si des changements structurels dans les prix entre les différents marchés survenaient, le Distributeur pourra ajuster cette séquence afin d'en tenir compte.

[363] Pour l'évaluation des coûts d'achats sur les marchés de court terme en fin d'année, le Distributeur propose un traitement *a posteriori*, utilisant l'information parfaite que constitue les données historiques. Le Distributeur estime que l'application de cette approche permettrait de diminuer les coûts d'environ 60 M\$ en moyenne par année, comme indiqué au tableau suivant :

TABLEAU 18²⁷⁵

COÛT HISTORIQUE RÉEL DES ACTIVITÉS DE COURT TERME ET COÛT AVEC LA MÉTHODE ET LA FORMULE PROPOSÉES APPLIQUÉES À LA DEMANDE HISTORIQUE

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2013-2024
Historique Réel (1)	TWh	2,7	3,1	3,4	0,1	0,5	0,9	2,1	0,2	0,5	5,0	1,1	0,6	1,7
	M\$	174,9	528,2	290,7	31,1	64,6	83,1	108,1	10,4	22,6	472,9	102,4	42,9	161,0
Historique selon méthode et formule proposées (2)	TWh	2,2	2,6	2,6	0,0	0,5	0,4	1,7	0,0	0,1	4,2	0,3	0,3	1,2
	M\$	121,8	278,9	169,5	2,3	22,2	22,2	74,3	1,8	4,7	454,9	46,3	19,0	101,5
Écart ((2) - (1))	TWh	(0,5)	(0,6)	(0,8)	(0,1)	(0,0)	(0,6)	(0,4)	(0,2)	(0,4)	(0,7)	(0,8)	(0,3)	(0,5)
	M\$	(53,1)	(249,3)	(121,2)	(28,8)	(42,4)	(60,9)	(33,7)	(8,6)	(17,9)	(18,0)	(56,1)	(23,9)	(59,5)

[364] Au cours de l'audience, le Distributeur a évalué le coût d'approvisionnement de court terme pour les années du présent cycle tarifaire en utilisant, pour chaque heure de l'année, le prix le plus bas, incluant les frais, parmi les prix d'interconnexion de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Suivant l'évaluation du

²⁷³ Pièce [A-0039](#), p. 213.

²⁷⁴ Pièce [A-0039](#), p. 79.

²⁷⁵ Pièce [B-0027](#), tableau 5, p. 12.

Distributeur que l'on retrouve au tableau suivant, les coûts d'approvisionnement selon un ordonnancement alternatif seraient moindres de 14 M\$ comparativement à l'ordonnancement actuel :

TABLEAU 19²⁷⁶
COÛTS D'APPROVISIONNEMENT SELON UN ORDONNANCEMENT ALTERNATIF
DES INDICES DE MARCHÉ (M\$)

Ordonnancement	2026	2027	2028
Actuel (ON / NY / N-A)	201,3	162,2	219,8
Alternatif	198,7	157,0	205,8
Écart	2,6	5,2	14,0

[365] À la fin de chaque année, le Distributeur établira *a posteriori* le coût des approvisionnements de court terme en utilisant la méthodologie décrite précédemment avec les données réelles de demande et d'approvisionnements²⁷⁷ et les prix observés sur les marchés DAM de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

[366] Le Distributeur fait valoir les gains de sa nouvelle méthodologie par rapport aux activités d'achats d'électricité de court terme du Distributeur²⁷⁸ :

- Élimination de l'incertitude associée à l'aléa climatique et l'aléa de la demande;
- Maximisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale;
- Utilisation plus optimale des contrats flexibles;
- Aucun risque de coupures de transactions sur les interconnexions;
- Fin du besoin d'une Entente globale cadre.

²⁷⁶ Pièce [B-0150](#), tableau E-3.

²⁷⁷ Besoins réguliers du Distributeur, consommation des centrales, approvisionnement de base, moyen de gestions utilisés, énergie associées aux contrats de puissance utilisée.

²⁷⁸ Pièce [B-0145](#), p. 16.

[367] En audience, le Distributeur reconnaît qu'Hydro-Québec a comme responsabilité d'assurer la fiabilité de l'alimentation de la clientèle québécoise²⁷⁹.

[368] Il rappelle que sa proposition est conforme aux nouvelles dispositions de l'article 52.2 de la Loi en ce qui a trait à la fourniture d'approvisionnements en provenance d'Hydro-Québec²⁸⁰. En effet, le Distributeur soutient que les coûts des approvisionnements en électricité d'Hydro-Québec proposés reflètent ceux du marché pour des produits ou services comparables. Il précise que le coût des achats de court terme doit représenter le coût d'opportunité pour Hydro-Québec de conclure une transaction sur les marchés de court terme de l'Ontario, de New York ou de la Nouvelle-Angleterre²⁸¹.

[369] Lors de l'audience, le Distributeur mentionne qu'il n'y aura pas de transactions qui vont être faites en son nom par Hydro-Québec. Puisque l'ensemble des volumes va être fourni et calculé *a posteriori*, il sera impossible de faire l'appariement avec les transactions pour les achats de court terme qui sont réalisés dans l'année, pour des raisons qui sont propres à Hydro-Québec.

[370] Le Distributeur précise que même si des achats sur les marchés de court terme seront faits pour alimenter les besoins du Distributeur, des transactions seront également conclues pour des fins commerciales, pour l'arbitrage entre marchés, pour d'autres stratégies commerciales d'Hydro-Québec. Ces transactions ne pourront pas être associées aux besoins du Distributeur de façon parfaite. La méthodologie proposée par le Distributeur vient séparer les besoins physiques d'alimentation de sa charge de ses besoins financiers associés à la méthode de calcul des achats de court terme proposée par le Distributeur.

²⁷⁹ Pièce [A-0044](#), p. 79.

²⁸⁰ Article 52.2, [RLRQ, c. R-6.01](#).

²⁸¹ Pièce [A-0044](#), p. 93 à 95.

8.2 POSITION DES INTERVENANTS

AHQ-ARQ

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Base hivernale

[371] L'AHQ-ARQ rappelle que le Distributeur prévoit un approvisionnement de puissance en base hivernale de 1 000 MW pour l'hiver 2027-2028 alors que la contribution des marchés de court terme est de 900 MW sur une capacité maximale de 1 500 MW. Il soutient qu'il serait donc possible de réduire la puissance de la base hivernale de 600 MW.

[372] Le Distributeur mentionne qu'il favorise un approvisionnement ferme à prix prédéterminé plutôt qu'un marché de court terme à prix variables²⁸². Cependant, l'intervenant soutient que le Distributeur ne fournit aucune démonstration qui permet de soutenir cette affirmation. L'AHQ-ARQ recommande donc de demander au Distributeur de démontrer, chiffres à l'appui, que l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec est préférable à des approvisionnements de court terme à prix variables pour équilibrer ses bilans et ce, pour chacun des mois d'hiver entre le décembre 2027 et décembre 2028.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Achats de court terme

[373] L'AHQ-ARQ soulève deux problématiques concernant les approvisionnements du Distributeur réalisés sur les marchés de court terme en puissance : le marché de référence et les besoins mensuels en puissance.

[374] Pour ses approvisionnements en puissance de court terme, le Distributeur propose d'utiliser le prix de référence des encans mensuels pour le marché de la ville de New York (zone J NYC) dès l'hiver 2026-2027. Il justifie ce changement par le fait que le projet CHPE va créer une nouvelle dynamique de marché²⁸³.

²⁸² Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 28 et 29.

²⁸³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 14 et 15.

[375] L'AHQ-ARQ s'oppose à cette proposition de changement du prix de référence à compter de l'hiver 2026-2027. L'intervenant n'est pas convaincu que la nouvelle dynamique de marché invoquée par le Distributeur s'applique intégralement aux fournisseurs localisés dans le ROS de New York. Le maintien du prix de référence du ROS bonifié de 25 % permettrait donc de tenir compte implicitement de la nouvelle dynamique de marché, suivant la mise en service de CHPE.

[376] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de retenir comme prix de référence de la puissance de court terme, pour chacune des années entre 2026 et 2028, celui des encans mensuels du marché de New York pour la région ROS bonifié de 25 %²⁸⁴.

[377] En ce qui a trait aux besoins en puissance de court terme, l'intervenant a dressé un tableau qui illustre une différence majeure entre le coût unitaire sur le marché (\$/kW-hiver) et le coût unitaire fourni par le Distributeur.

TABLEAU 20²⁸⁵
ÉVOLUTION DE LA PRÉVISION DES COÛTS D'ACHATS DE PUISSANCE
SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME

		2023	2024	2025	2026	2027	2028
Achats de puissance prévus à la pointe annuelle (MW)	(1)	1000	775	300	750	600	900
Coûts réels et prévus (M\$)	(2)	10,9	10,9	12,1	16,5	37,8	36,2
Coût unitaire calculé (\$/kW-hiver)	(3)	10,90	14,06	40,33	22,00	63,00	40,22
Coût unitaire fourni par HQD (\$US/kW-hiver)	(4)	8,28	11,28	5,92			
Recommandation de l'AHQ-ARQ							
Coût unitaire (\$/kW-hiver)	(5)				20,00	20,00	20,00
Coût total (M\$)	(6)				15,00	12,00	18,00
Réduction recommandée (M\$)	(7)				1,50	25,80	18,20
(1) 2023: R-4270-2024, B-0103, p. 27, tableau R-21.1							
(1) 2024: R-4270-2024, B-0103, p. 28, tableau R-10.1							
(1) 2025: B-0083, p. 41, tableau R-17.1							
(1) 2026-2028: B-0027, p. 7, tableau 2							
(2) 2023: R-4270-2024, B-0047, p. 11, tableau 4							
(2) 2024-2028: B-0027, p. 9, tableau 3							
(3) = (2) / (1) x 1000							
(4) B-0027, p. 12, tableau 6							
(5) Section 3							
(6) = (2) x (4) / 1000							
(7) = (2) - (5)							

²⁸⁴ *Ibid.*

²⁸⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0022](#), p. 18.

[378] Selon l'intervenant, la hausse du coût unitaire pour les années 2027 et 2028 peut s'expliquer en partie par le changement de méthode de référence.

[379] De plus, l'AHQ-ARQ estime que le Distributeur n'a pas fait la démonstration des besoins en puissance de court terme dans le cadre de ce dossier. L'intervenant recommande donc de ne pas reconnaître les coûts de puissance sur les marchés de court terme pour les mois de mars et décembre des années du présent cycle tarifaire.

[380] L'intervenant estime que l'effet combiné de ses recommandations, en lien avec les approvisionnements de puissance de court terme, permettra au Distributeur de réduire les coûts sur le marché de court terme de 8,5 M\$ en 2026, 32,4 M\$ en 2027 et 31,6 M\$ en 2028. L'effet combiné est présenté au tableau suivant²⁸⁶.

TABLEAU 21²⁸⁷

**EFFET DES RECOMMANDATIONS DE L'INTERVENANT SUR LES COÛTS D'ACHAT DE PUISSANCE
SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME**

M\$		2026	2027	2028
Proposition du Distributeur	(1)	16,5	37,8	36,2
Recommandation sur marché de référence	(2)	14,5	12,2	10,8
Réduction	(1) - (2)	2,0	25,6	25,4
Recommandation sur besoins en puissance mensuels	(3)	8,0	15,6	15,1
Réduction	(1) - (3)	8,5	22,2	21,1
Deux recommandations combinées	(4)	8,0	5,4	4,6
Réduction totale	(1) - (4)	8,5	32,4	31,6
(1) B-0027, p. 9, tableau 3				
(2), (3) et (4) Calculs B-0105				

[381] L'intervenant soutient que la proposition du Distributeur pour les achats de court terme en énergie n'est pas optimale, au sens où elle ne permet pas d'obtenir les coûts les plus faibles. À titre d'exemple, l'AHQ-ARQ a inversé deux bâtonnets

²⁸⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 19.

²⁸⁷ Pièce [C-AHQ-ARQ-0022](#), p. 20.

patrimoniaux à des dates spécifiques, comme présenté au tableau suivant, et a ainsi obtenu une réduction des coûts²⁸⁸.

TABLEAU 22²⁸⁹

EXEMPLE D'UNE OPTIMISATION DU PLACEMENT DES BÂTONNETS PATRIMONIAUX

SOLUTION DISTRIBUTEUR								
Date	Heure	Bâtonnet patrimonial utilisé (MWh/h)	(MWh/h)	Achats ON Prix hypothétique (\$/MWh)	(\$)	(MWh/h)	Achats NY Prix hypothétique (\$/MWh)	(\$)
18-févr-26	8	31117	600	100	60000	432	110	47520
06-mars-26	6	30588	600	40	24000	561	60	33660
Total		61705	1200		84000	993		81180
Coût total (\$)	165180							
SOLUTION AHQ-ARQ								
Date	Heure	Bâtonnet patrimonial utilisé (MWh/h)	(MWh/h)	Achats ON Prix hypothétique (\$/MWh)	(\$)	(MWh/h)	Achats NY Prix hypothétique (\$/MWh)	(\$)
18-févr-26	8	30588	600	100	60000	32	110	3520
06-mars-26	6	31117	600	40	24000	961	60	57660
Total		61705	1200		84000	993		61180
Coût total (\$)	145180							

Source: B-0111

[382] Selon l'AHQ-ARQ, les contrats de puissance avec Hydro-Québec²⁹⁰ ne sont pas utilisés de façon optimale. Il souligne que le Distributeur utilise les blocs de puissance à des heures où les prix d'achat sont faibles alors qu'il devrait utiliser les blocs de puissance lorsque les prix sont élevés pour en réduire les coûts d'achats.

[383] L'AHQ-ARQ est convaincue qu'Hydro-Québec est ainsi nettement avantagé au niveau des coûts au détriment des clients qui assument les tarifs du Distributeur.

[384] L'AHQ-ARQ recommandait à la Régie d'exiger de corriger la pièce B-0111 (sous pli confidentiel) afin de la rendre conforme au tableau de l'annexe A de la pièce B-0083.

²⁸⁸ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 25.

²⁸⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 27.

²⁹⁰ HQP-LT (A/O 2015-01) i.e. contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2025-01 pour l'achat de 500 MW de puissance garantie et de l'énergie associée.

En réponse à l'ordonnance de la Régie, le Distributeur a déposé, sous pli confidentiel, la pièce B-0117.

[385] L'AHQ-ARQ constate et démontre que le Distributeur n'applique pas la méthode décrite pour les années 2027 et 2028, n'optimise pas l'utilisation horaire des marchés et n'optimise pas bien l'utilisation des contrats HQP-LT (A/O 2015-01).

[386] L'AHQ-ARQ recommande donc à la Régie de réduire de 5 % les coûts de ces achats, correspondant à des réductions de 10 M\$ en 2026, de 9 M\$ en 2027 et de 11 M\$ en 2028, au tableau A-1 de la pièce B-0027.

[387] De plus, afin de placer les approvisionnements flexibles²⁹¹, autant en mode prévisionnel qu'en mode réel, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de développer un modèle d'optimisation mathématique qui garantirait une utilisation optimale de ces moyens d'approvisionnement, ce qui n'est pas le cas avec la méthode proposée par le Distributeur.

[388] Enfin, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de fournir :

- Lors de chaque demande tarifaire, un fichier Excel qui présente, pour chaque année témoin, la répartition horaire prévisionnelle des approvisionnements pour chaque heure de l'année sous le même format que le tableau de l'annexe A de la pièce B-0083;
- À la fin de chaque année civile, dans le cadre du rapport annuel du Distributeur, un fichier Excel qui présente la répartition horaire réelle des approvisionnements pour chaque heure de l'année sous le même format que le tableau de l'annexe A de la pièce B-0083.

²⁹¹ Bâtonnets patrimoniaux, contrat cyclable, contrats de puissance HQP-LT (A/O 2015-01) et achats sur les marchés de court terme

Coûts unitaires des achats de court terme en énergie

[389] L'intervenant s'interroge sur la justification des tranches proposées pour les approvisionnements de court terme en énergie, soit de 600 MW pour le marché de l'Ontario, 1 000 MW suivants pour le marché de New York, et le reste provenant de la Nouvelle-Angleterre.

[390] L'AHQ-ARQ estime que la justification du Distributeur, selon laquelle les tranches ont été établies en fonction de l'accessibilité du marché ontarien via l'interconnexion de l'Outaouais et du marché de NYISO via l'interconnexion de Châteauguay, est insuffisante²⁹².

[391] L'AHQ-ARQ présente un tableau qui montre la provenance des importations d'énergie. Ce tableau démontre que la grande majorité des importations d'énergie depuis 2020 provient de l'Ontario. L'intervenant se questionne sur les tranches proposées par le Distributeur, puisque la capacité de transfert totale en réception de l'Ontario est de 1 965 MW et de 1 100 MW pour New York²⁹³.

[392] L'AHQ-ARQ recommande plutôt de fixer la première tranche à 1 250 MW pour l'Ontario, c'est-à-dire la capacité en réception de l'interconnexion ON-HQT, et à 1 000 MW pour New York, soit la capacité en réception de l'interconnexion MASS-HQT.

AQCIE-CIFQ***Approvisionnement d'Hydro-Québec – Service d'intégration éolienne***

[393] L'intervenant constate que, selon les modalités du SIÉ, les retours d'énergie pour la période d'avril à novembre correspondent à 30 % de la puissance installée, c'est-à-dire un bloc de 1114,7 MW. L'AQCIE-CIFQ affirme que ce bloc ne peut pas être reporté par le Distributeur dans l'établissement des priorités pour déterminer la quantité d'électricité patrimoniale à utiliser.

²⁹² Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 30.

²⁹³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), p. 33.

[394] L'intervenant mentionne que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que ce pourcentage soit « optimum » pour chacune des années 2026 à 2028. Selon l'AQCIE-CIFQ, les caractéristiques des approvisionnements doivent être souples pour minimiser la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée²⁹⁴.

[395] L'intervenant recommande de ne pas fixer comme caractéristique du SIÉ un pourcentage de retour d'énergie pour les mois d'avril à novembre, mais plutôt de laisser le Distributeur utiliser les retours d'énergie de façon à optimiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Cyclable

[396] L'intervenant souligne que la proposition de remplacement des contrats de base de 350 MW et celui cyclable de 250 MW en 2027 par des approvisionnements cyclables et de base hivernale n'a pas fait l'objet d'une analyse économique de la part du Distributeur²⁹⁵.

[397] L'AQCIE-CIFQ propose des scénarios d'approvisionnement en fonction de la contribution en énergie prévue par le Distributeur pour le bloc cyclable, soit 1,3 TWh du 1^{er} mars au 31 décembre 2027 et 3,7 TWh pour l'année 2028, tel que présenté dans la réponse à la DDR n° 2 de la Régie²⁹⁶.

[398] L'intervenant présente les scénarios sous forme de tableaux qui démontrent qu'une combinaison d'approvisionnement de base et de cyclable serait plus économique pour le Distributeur.

²⁹⁴ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 12.

²⁹⁵ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 13.

²⁹⁶ Pièce [B-0073](#), p. 46.

TABLEAU 23²⁹⁷
ANALYSES DES SCÉNARIOS 1 ET 2

2027			Coût puissance	Coût énergie	Total
Scénario 1	MW	TWh	M\$	M\$	M\$
Base	0	0	0	0	0
Cyclable	600	1,3	98,1	79,2	177,3
					177,3

Scénario 2	MW	TWh	Coût puissance	Coût énergie	Total
Base	100	0,876	11,9	52,7	64,6
Cyclable	500	0,424	81,7	25,8	107,6
					172,2

2028			Coût puissance	Coût énergie	Total
Scénario 1	MW	TWh	M\$	M\$	M\$
Base	0	0	0		0
Cyclable	600	3,7	100,0	229,9	330,0
					330,0

Scénario 2	MW	TWh	Coût puissance	Coût énergie	Total
Base	350	3,07	42,4	188,2	230,6
Cyclable	250	0,63	41,7	39,4	81,1
					311,7

[399] L'AQCIE-CIFQ estime que la proposition du Distributeur de remplacer les approvisionnements de base et cyclable par un approvisionnement cyclable de 600 MW n'est pas l'option la plus économique et recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur considère une combinaison d'approvisionnement en base et cyclable pour remplacer à partir du 1^{er} mars 2027 les caractéristiques des contrats qui seraient venus à échéance le 28 février 2027²⁹⁸.

²⁹⁷ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 14.

²⁹⁸ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 15.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Base hivernale

[400] L'AQCIE-CIFQ constate que les prix de l'énergie et de la puissance proposés par le Distributeur correspondent aux prix du contrat cyclable, indexé. Or, les caractéristiques de l'approvisionnement en question s'apparentent plus à un approvisionnement de base que cyclable. L'intervenant recommande donc que le prix pour l'approvisionnement de base soit plutôt le prix du contrat de base de 350 MW, indexé, soit 114,26 \$/kW-an pour la puissance et 57,84 \$/MWh pour l'énergie.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Achats de court terme

[401] L'AQCIE-CIFQ estime que la méthodologie proposée pour l'évaluation du coût des achats de court terme pour les années 2026, 2027 et 2028 ne devrait pas prendre uniquement en considération le prix des transactions sur les bourses énergétiques.

[402] L'intervenant dépose un tableau qui présente l'historique des achats de court terme du Distributeur depuis 2019. Le tableau suivant démontre que 75,1 % des achats de court terme proviennent de transactions bilatérales à un coût inférieur à celui du marché.

TABLEAU 24²⁹⁹
HISTORIQUE DES ACHATS DE COURT TERME DU DISTRIBUTEUR

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Transactions bilatérales (MWh)	1 673 545	196 386	259 668	2 966 867	718 633	450 810	6 265 909
<i>dont HQP</i>	<i>1 425 550</i>	<i>139 750</i>	<i>214 600</i>	<i>2 736 905</i>	<i>624 541</i>	<i>437 850</i>	<i>5 579 196</i>
Transactions Bourse énergétique (MWh)	130 940	27 920	106 069	1 480 393	322 591	12 769	
Total	1 804 485	224 306	365 737	4 447 260	1 041 224	463 579	8 346 591

Transactions bilatérales (\$/MWh)	48,08	35,53	42,89	75,82	51,07	76,38
Transactions Bourse énergétique (\$/MWh)	75,95	37	43,96	138,52	159,04	129,74

Coût moyen pondérée (\$/MWh)	50,10	35,71	43,20	96,69	84,52	77,85
-------------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

²⁹⁹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 18.

[403] L'AQCIE-CIFQ rappelle que le Distributeur propose d'utiliser uniquement les données de l'ICE pour établir les coûts d'achat de court terme. Elle considère que le coût devrait être établi en prenant en compte le prix unitaire des transactions bilatérales et le prix de l'ICE³⁰⁰.

[404] L'intervenant souligne que l'article 52.2 de la Loi précise que les coûts doivent être établis de manière à refléter ceux du marché pour des produits ou services comparables. Cependant, il souligne qu'il n'y a aucune obligation d'utiliser uniquement les prix observés sur l'ICE.

[405] Pour la portion du prix provenant des transactions bilatérales, l'intervenant propose d'utiliser le prix de l'énergie cyclable actuellement fournie par Hydro-Québec, soit 56,8 \$/MWh, car il représente le meilleur indicateur du prix pour ce genre de produit de court terme.

[406] L'AQCIE-CIFQ recommande donc à la Régie de ne pas retenir la proposition du Distributeur d'utiliser les données de l'ICE pour l'ensemble des achats de court terme.

[407] En se basant sur l'apport historique de 75,1 % de transactions bilatérales concernant les achats de court terme, l'AQCIE-CIFQ recommande que le prix de marché soit constitué comme suit :

- 75,1 % des achats au prix d'énergie cyclable, soit 56,8 \$/MWh 2026;
- 24,9 % des achats au prix provenant des données de l'ICE.

³⁰⁰ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 19.

FCEI***Approvisionnement d'Hydro-Québec – Service d'intégration éolienne, Cyclable et Base hivernale***

[408] La FCEI se dit insatisfaite des réponses du Distributeur à ses DDR concernant la compétitivité des prix des contrats avec Hydro-Québec, soit le SIÉ, le contrat cyclable et le contrat de base hivernal. La FCEI recommande à la Régie d'exiger une démonstration chiffrée du caractère compétitif de ces contrats. Elle recommande également qu'une démonstration complète similaire soit exigée pour tout futur contrat de long terme avec Hydro-Québec³⁰¹.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Achats de court terme

[409] La FCEI reconnaît l'avantage d'adopter un nouveau modèle de gestion des approvisionnements de court terme qui favorise l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Cependant, elle émet des réserves concernant la formule de coût proposée par le Distributeur.

[410] L'intervenante mentionne, qu'historiquement, une part importante des approvisionnements de court terme sont fournis par Hydro-Québec. La FCEI donne l'exemple qu'en 2022 c'est 60 % des achats de court terme qui provenaient d'Hydro-Québec. Elle estime donc qu'utiliser des prix de références provenant de marché voisin ne représente pas la réalité de la provenance de ces approvisionnements.

[411] La FCEI estime qu'une analyse détaillée multi-annuelle est requise pour déterminer des quantités d'énergie en provenance du Québec et le prix qui devrait leur être attribué dans l'approche séquentielle proposée³⁰².

³⁰¹ Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 5 et 6.

³⁰² Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 6.

[412] Finalement, la FCEI s'oppose à la demande du Distributeur d'utiliser la région de la ville de New York comme référence pour le coût de la puissance de court terme plutôt que le ROS. Selon l'intervenante, cette demande est prématurée et propose d'attendre et observer la réaction du marché face à la mise en service du projet CHPE.

RNCREQ

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Achats de court terme

[413] Le RNCREQ reconnaît l'avantage de remplacer le système complexe de gestion des bâtonnets, mais souligne la limitation de la méthodologie proposée en raison de l'absence d'un prix de référence des approvisionnements de court terme au Québec. Malgré ce constat, l'intervenant se dit favorable à la nouvelle approche proposée par le Distributeur.

[414] Le RNCREQ recommande que la Régie accepte la proposition pour ce dossier seulement, et qu'elle exige du Distributeur qu'il dépose, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une étude approfondie quant à la façon d'estimer le prix de marché d'un kWh au Québec.

Approvisionnements des parcs éoliens et des centrales de cogénération

[415] Le RNCREQ mentionne que les questions du renouvellement des contrats de fourniture existants sont complexes. L'intervenant explique que les coûts d'opération d'une installation sont beaucoup moindres dans un contexte de renouvellement que dans un développement de projet, notamment parce que les coûts initiaux ont déjà été remboursés dans la première période contractuelle³⁰³.

[416] Pour le RNCREQ, la proposition du Distributeur de maintenir les prix actuels avec indexation pour le renouvellement des contrats à échéance ne permet pas la maximisation des bénéfices pour la clientèle, puisque le Distributeur continue de rémunérer les coûts des fournisseurs qui sont déjà amortis.

³⁰³ Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 29.

[417] Le RNCREQ recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de présenter une politique bien réfléchie pour le renouvellement des contrats existants, lors du prochain Plan.

ROEE

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Service d'intégration éolienne

[418] L'intervenant analyse les coûts du SIÉ et souligne que la contribution en puissance de la production éolienne au Québec va décroître dans les prochaines années, comme l'affirme le Distributeur³⁰⁴. Selon le ROEE, cette diminution de la contribution en puissance va mener à une hausse du coût du SIÉ.

[419] Le ROEE affirme que le SIÉ était moins coûteux que de garantir un service de batterie qui pourrait stocker la production éolienne. Le ROEE estime que cette tendance pourrait s'inverser, d'une part, parce que le coût du SIÉ va augmenter, et d'autre part, parce que le prix des batteries connaît une forte diminution.

[420] L'intervenant recommande donc de prendre acte de l'impact de la réduction présumée de la contribution en puissance à la marge des nouveaux développements éoliens sur les coûts du SIÉ.

[421] Il recommande également qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution précise de quelle façon elle peut s'assurer de la solution la plus économique pour garantir la puissance de la production marginale d'énergie éolienne dans le cas de contrats de gré à gré.

³⁰⁴ Pièce [C-ROEE-0015](#), p. 23.

OC

[422] OC estime que l'augmentation des coûts d'approvisionnement est raisonnable. L'intervenante constate que la hausse des coûts des approvisionnements patrimoniaux et des approvisionnements totaux évolue à près de 2 % par année, ce qui est comparable aux prévisions de l'inflation de la Banque du Canada³⁰⁵.

[423] L'intervenante produit le tableau suivant qui illustre la hausse des volumes et des coûts des approvisionnements. OC souligne que malgré la hausse des volumes (+12 %) et des coûts totaux (+8 %) des approvisionnements de long terme, le coût unitaire (\$/MWh) diminue de près de 3,4 % sur l'ensemble de la période.

TABLEAU 25³⁰⁶
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Catégorie	2025 TWh	2026 TWh	2027 TWh	2028 TWh	Var. totale 2025-2028	Var. annuelle 2025-2028
Patrimonial	175,6	177,5	178,7	178,9	1,9 %	0,6 %
Postpatrimonial long terme	18,5	19,8	22,3	26	40,5 %	12 %
Postpatrimonial court terme	3,9	2	1,8	2,5	-35,9 %	-13,8 %
TOTAL – Approvisionnements postpatrimoniaux	22,4	21,9	24,1	28,5	27,2 %	8,4 %
TOTAL – Approvisionnements en électricité	198	199,3	202,7	207,4	4,7 %	1,6 %
Catégorie	2025 M\$	2026 M\$	2027 M\$	2028 M\$	Var. totale 2025-2028	Var. annuelle 2025-2028
Patrimonial	5 904	6 060,7	6 223,2	6 354,2	7,6 %	2,5 %
Postpatrimonial long terme	2 165,4	2 338,8	2 409,4	2 725,3	25,9 %	8 %
Postpatrimonial court terme	617	383,3	358,9	419,9	-31,9 %	-12,0 %
TOTAL – Approvisionnements postpatrimoniaux	2 782,4	2 622,2	2 768,3	3 145,2	13,0 %	4,2 %
TOTAL – Approvisionnements en électricité	8 686,4	8 682,9	8 991,4	9 499,4	9,4 %	3 %
Catégorie	2025 \$/mW	2026 \$/MWh	2027 \$/MWh	2028 \$/MWh	Var. totale 2025-2028	Var. annuelle 2025-2028
Patrimonial	33,6	34,1	34,8	35,5	5,7 %	1,9 %
Postpatrimonial long terme	116,8	113	108,1	105,4	-9,8 %	-3,4 %
Postpatrimonial court terme	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
TOTAL – Approvisionnements postpatrimoniaux	124	119,7	113,8	109,7	-11,5 %	-4 %
TOTAL – Approvisionnements en électricité	43,9	43,6	44,3	45,8	4,3 %	1,4 %

[424] OC constate également que les coûts moyens totaux des approvisionnements passent de 43,9 \$/MWh en 2025 à 45,8 \$/MWh en 2028, ce qui témoigne, selon l'intervenante, d'une évolution maîtrisée des coûts d'approvisionnement³⁰⁷.

³⁰⁵ Pièce [C-OC-0011](#), p. 22.

³⁰⁶ Pièce [C-OC-0011](#), p. 21.

³⁰⁷ Pièce [C-OC-0011](#), p. 22.

[425] Considérant les arguments présentés, l'intervenante estime que les éléments proposés en preuve sont suffisants pour recommander à la Régie de prendre acte de la hausse des coûts d'approvisionnements.

[426] En ce qui a trait à la nouvelle méthode proposée par le Distributeur pour établir les coûts d'approvisionnements de court terme, l'intervenante croit qu'elle reflète adéquatement les activités énergétiques de court terme et permet de définir un prix de référence avantageux. L'intervenante trouve cette proposition intéressante, mais ne souhaite pas fournir d'observations supplémentaires.

8.3 OPINION DE LA RÉGIE

Cadre réglementaire de l'approvisionnement

[427] Conformément à l'article 74.1 de la Loi, la Régie souligne que :

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

[428] La Régie considère que le Distributeur est toujours responsable d'assurer l'approvisionnement en électricité postpatrimoniale de façon à répondre aux besoins réguliers de ses clients québécois.

[429] Par ailleurs, la Régie ne souscrit pas à l'idée défendue par le Distributeur voulant que la modification à l'article 2 de la Loi met fin à la séparation fonctionnelle qui existait entre le Producteur et le Distributeur.

[430] La Régie prend acte que, les approvisionnement fournis par Hydro-Québec ne font pas l'objet d'une autorisation de sa part. Toutefois, la Régie juge que les

caractéristiques de tous les approvisionnements additionnels requis font toujours l'objet de son approbation dans le cadre des plans d'approvisionnement du Distributeur³⁰⁸. À cet égard, elle approuve les coûts de ces approvisionnements dans le cadre d'une demande tarifaire du Distributeur³⁰⁹.

[431] De plus, la Régie considère important de rappeler que le Distributeur doit faire la démonstration que ses coûts d'approvisionnement sont optimisés en fonction de ses besoins et qu'ils contribuent ainsi à l'établissement de tarifs justes et raisonnables.

Électricité patrimoniale

[432] L'article 22.0.0.2 de la *Loi sur Hydro-Québec* stipule que :

Le gouvernement alloue, aux fins d'une révision tarifaire visée au premier ou au troisième alinéa de l'article 48^[310] de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) et pour chaque année tarifaire visée par cette révision, à chaque catégorie de consommateurs qu'il détermine et pour la part du volume d'électricité patrimoniale de cette catégorie que la Société lui indique, le coût de l'électricité patrimoniale devant être récupéré dans les tarifs de distribution d'électricité fixés par la Régie auprès de ces catégories de consommateurs³¹¹.

[433] L'article 160 de la Loi 24 stipule que :

Aux fins de la première révision tarifaire visée au paragraphe 2° de l'article 159 de la présente loi : [...]

2° le paragraphe 1° du deuxième alinéa de l'article 22.0.0.2 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), édicté par l'article 130 de la présente loi, doit se lire comme suit :

³⁰⁸ En vertu de l'article 74.1 de la Loi.

³⁰⁹ En vertu de l'article 52.2 de la Loi.

³¹⁰ L'article 48 de la Loi, porte sur la révision tarifaire triennale lors de laquelle la Régie établit, pour les trois années tarifaires visées par cette révision, les revenus requis annuellement par le Distributeur d'électricité pour assurer l'exploitation de son réseau et lors de laquelle elle fixe les tarifs applicables à compter, du 1^{er} avril de chacune de ces trois années tarifaires.

³¹¹ [Article 22.0.0.2, Loi sur Hydro-Québec.](#)

« 1° augmente, pour chacune des années visées par la révision tarifaire, le coût des approvisionnements en électricité patrimoniale obtenu par l'addition des produits du volume de consommation des catégories de consommateurs auxquelles un coût est alloué dans le décret n° 75-2025 (2025, G.O. 2, 963), modifié par le décret n° 226-2025 (2025, G.O. 2, 1595), exprimé en kWh, et du coût alloué, exprimé en \$/kWh, à l'exclusion de celui applicable à la catégorie des contrats spéciaux :

a) du résultat obtenu en multipliant le coût de tels approvisionnements de l'année précédente par 2 %;

b) en ajoutant au résultat obtenu au sous-paragraphe a une somme relative à une hausse des coûts d'acquisition de l'électricité patrimoniale, le cas échéant [...] »³¹².

[434] La Régie prend acte du décret 92-2026³¹³ pris par le gouvernement du Québec, le 28 janvier 2026, concernant l'allocation du coût de l'électricité patrimoniale dans les tarifs de distribution d'électricité auprès de chaque catégorie de consommateurs, aux fins de la révision tarifaire effectuée par la Régie de l'énergie pour chaque année tarifaire d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité commençant le 1^{er} avril des années 2026, 2027 et 2028.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Service d'intégration éolienne

[435] Le Distributeur a déposé en preuve un tableau qui illustre les volumes et les coûts de l'ensemble des approvisionnements de long terme pour la période 2024-2028³¹⁴. Dans ce tableau, la Régie constate une ligne correspondant à « l'intégration éolienne ». Questionné par l'AHQ-ARQ à ce sujet, le Distributeur répond :

Les caractéristiques du service d'intégration éolienne (SIÉ) font en sorte que le Distributeur ne prend pas livraison de la production éolienne. Celle-ci est reçue par le fournisseur du SIÉ, qui la retourne sous forme de livraisons uniformes d'une heure à l'autre, pour un volume annuel égal à un facteur d'utilisation de 35 % de

³¹² Article 160, [Loi 24](#).

³¹³ Décret [92-2026](#).

³¹⁴ Pièce [B-0027](#), p. 13.

la puissance installée en service (les Retours d'énergie). Le SIÉ prévoit un prix pour les écarts de livraison entre la production éolienne réelle et les Retours d'énergie. Ainsi, le coût de « l'intégration éolienne » correspond au coût du SIÉ et varie d'une année à l'autre en fonction de la production réelle, d'où les coûts différents apparaissant aux années historiques (2024) et de base (2025).

Pour les années témoins (2026 à 2028), le Distributeur estime le coût de l'intégration éolienne en fonction des livraisons d'énergie prévues à ses contrats éoliens (l'énergie contractuelle), lesquelles totalisent un volume légèrement inférieur à celui des Retours d'énergie prévus à l'entente. Le coût estimé correspond ainsi au coût des Retours d'énergie additionné du coût pour compenser l'écart de livraison. À ceci s'ajoutent les mises en service de nouveaux contrats éoliens en 2026, 2027 et 2028, qui contribuent à augmenter le coût total du service d'intégration éolienne (et à réduire l'écart de livraison anticipé en fonction de l'énergie contractuelle).

Le Distributeur précise toutefois qu'en raison du SIÉ, il prévoit dans son bilan d'énergie des livraisons en énergie équivalant à un facteur d'utilisation annuel de 35 % pour la production éolienne³¹⁵.

[436] Le Distributeur prévoit un approvisionnement de 0,4 TWh pour un coût de 118,1 M\$ en 2026, de 0,2 TWh pour 139,4 M\$ en 2027 et de 0,2 TWh pour 151,5 M\$ en 2028³¹⁶.

[437] La Régie est d'avis qu'il est raisonnable d'approuver la proposition du Distributeur qui consiste essentiellement à reconduire les modalités du SIÉ qui sont échues depuis le 31 août 2025 sur le cycle tarifaire, compte tenu de la possibilité que la contribution en puissance des parcs éoliens pourrait diminuer au fur et à mesure des nouvelles mises en service.

[438] **Pour les motifs décrits précédemment, la Régie approuve les modalités du SIÉ.**

³¹⁵ Pièce [B-0083](#), p. 12.

³¹⁶ Pièce [B-0027](#), p. 13.

[439] La Régie prend acte que le Distributeur déposera son positionnement sur le SIÉ avant la prochaine demande tarifaire, sans toutefois préciser le forum pour traiter cet enjeu. **La Régie demande au Distributeur de déposer son positionnement lors du prochain Plan d’approvisionnement.**

Approvisionnement d’Hydro-Québec – Cyclable

[440] Comme mentionné précédemment, le Distributeur prévoit remplacer la puissance combinée des contrats de Base et Cyclable actuels par un approvisionnement cyclable d’une puissance de 600 MW pour la période comprise entre le 1^{er} mars 2027 et le 31 décembre 2028.

[441] Le Distributeur propose un prix pour la puissance de 157,11 \$₂₀₂₅/kW-an et un prix pour l’énergie de 58,56 \$₂₀₂₅/MWh. Questionné par l’AHQ-ARQ sur le caractère juste et raisonnable de ces prix, le Distributeur affirme que ces prix sont compétitifs puisque le prix en puissance est inférieur au coût évité de long terme et le prix en énergie est inférieur aux prix obtenus dans le cadre des appels d’offres A/O 2021-01, 2021-02 et 2023-01³¹⁷.

[442] La Régie constate la flexibilité offerte par le produit proposé par le Distributeur comme il le précise:

Encore une fois, ici, on ne fait qu’étendre des modalités préexistantes dans le cadre de ces approvisionnements de base hivernale mensuels, il est un peu... en fait, le fait de décomposer puissance et énergie ici peut nous amener à une mauvaise compréhension du coût du produit, ce sont des produits mensuels, contrairement aux cyclables, qui garantit la puissance sur toute l’année et pour laquelle l’énergie peut être prise ou ne pas être prise. Donc, on a vraiment besoin de donner le prix de la puissance et de l’énergie³¹⁸.

[443] De plus, la Régie constate également que la méthode d’ordonnancement des approvisionnements *a posteriori*, comme proposé par le Distributeur, permet d’utiliser

³¹⁷ Pièce [B-0083](#), p. 37.

³¹⁸ Pièce [A-0040](#), audience du 9 janvier 2026, p. 139.

l'énergie patrimoniale avant³¹⁹ les approvisionnements cyclables, de sorte que l'approvisionnement cyclable en question n'aura pas d'impact sur le patrimonial inutilisé :

Une partie des approvisionnements qui sont projetés - en fait, les approvisionnements qui sont projetés sont flexibles. Le bloc cyclable en particulier de six cents mégawatts (600 MW) peut être très partiellement consommé pendant les heures de fine pointe hivernale ou être plus largement consommé, si les besoins se matérialisent comme prévu, ou si on est sur une météo froide en hiver. Donc, le fait d'avoir retenu un bloc cyclable permet de limiter l'exposition au risque d'avoir à laisser des approvisionnements patrimoniaux, essentiellement, sur la table³²⁰.

[444] La Régie est d'avis que la proposition du Distributeur concernant l'approvisionnement cyclable permet de réduire les coûts d'approvisionnement, puisque :

- le prix de l'énergie est inférieur au prix de l'énergie des derniers appels d'offre du Distributeur et conséquemment des coûts évités de long terme en énergie;
- le prix de la puissance est inférieur au coût évité de long terme en puissance;
- la flexibilité offerte permet au Distributeur de moduler ses approvisionnements en fonction des aléas de la demande.

[445] De plus, la Régie constate qu'il n'existe aucun produit comparable sur le marché qui offre une flexibilité semblable à l'approvisionnement cyclable.

[446] Pour ces motifs, la Régie approuve les modalités de l'approvisionnement cyclable de 600 MW fourni par Hydro-Québec.

³¹⁹ « En ce qui concerne les approvisionnements post patrimoniaux de long terme flexibles, ils seront placés après l'électricité patrimoniale, mais avant le calcul des quantités d'approvisionnement de court terme fournis par Hydro-Québec. Voir pièce [B-0027](#), p. 10.

³²⁰ Pièce [A-0040](#), audience du 9 janvier 2026, p. 185.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Base hivernale

[447] Comme mentionné précédemment, la puissance des blocs mensuels est de 1000 MW pour les périodes de janvier et février 2028, et 300 MW pour décembre 2027, mars 2028 et décembre 2028.

[448] La Régie constate que les prix proposés par le Distributeur pour l'approvisionnement en base hivernale pour la puissance et l'énergie sont les mêmes que pour l'approvisionnement cyclable, soit 157,11 \$₂₀₂₅/kW-an et 58,56 \$₂₀₂₅/MWh. La Régie note que le Distributeur propose l'ajout d'une prime de puissance additionnelle selon le prix mensuel de la puissance UCAP du marché de New York.

[449] À l'instar de l'AQCIE-CIFQ, la Régie constate également que le prix pour la puissance en base hivernale est de 114,26 \$/kW-an, ce qui représente une hausse par rapport au prix actuellement soumis par le Distributeur.

[450] Lors de l'audience, le Distributeur justifie le prix proposé pour l'approvisionnement en base hivernale ainsi :

On a également un bloc d'énergie hivernale constitué de quantités mensuelles fermes de trois cents mégawatts (300 MW) pour les mois de décembre et de mars et de mille mégawatts (1 000 MW) pour les mois de janvier et février vingt-huit (2028). Le coût de ces blocs est de soixante-quinze dollars du mégawattheure (75 \$/MWh), énergie et puissance combinées, et s'inscrit dans la continuité des volumes et coûts issus des Conventions d'énergie différée. On peut d'ores et déjà constater que le prix de ces blocs mensuels est très avantageux pour la clientèle au regard du prix moyen des approvisionnements de court terme en hiver en plus d'être un prix garanti, alors que les approvisionnements de court terme sont assujettis à une volatilité de prix importante³²¹.

[451] Le Distributeur explique également que la base hivernale pour l'année 2028 ne va pas générer d'énergie patrimoniale inutilisée. Il mentionne en audience :

³²¹ Pièce [A-0039](#), audience du 8 janvier 2026, p. 44.

Donc, la base hivernale s'applique sur l'année deux mille vingt-huit (2028), donc on va considérer l'année deux mille vingt-huit (2028) ici. Les blocs d'énergie mensuels hivernaux qui ont été pris ici en hypothèse ne génèrent aucune énergie patrimoniale inutilisée sur un scénario normalisé tel qu'ici présenté, mais également... alors, je n'ai pas le chiffre exact en tête, mais dans plus de quatre-vingt-dix pour cent (90 %) des scénarios climatiques qui pourraient être simulés à cet horizon-là. Autrement dit, la probabilité que ces blocs d'hiver puissent générer de l'inutilisé est extrêmement faible³²².

[452] Finalement, le Distributeur compare le prix combiné de l'énergie et de la puissance et ajoute :

Les approvisionnements de court terme qui sont indexés sur des prix de marché sont estimés sur la période de la présente demande à quatre-vingt-seize dollars du mégawattheure (96 \$/MW). Leur coût est estimé à quatre-vingt-seize dollars du mégawattheure (96 \$/MW) uniquement pour la composante énergie³²³.

[453] La Régie constate que le prix de l'approvisionnement est garanti, alors que le prix des marchés de référence peut varier fortement en fonction des aléas climatiques, du prix des intrants ou du contexte géopolitique.

[454] Pour ce qui est des volumes, la Régie comprend que les quantités mensuelles sont le résultat des analyses de fiabilité en puissance réalisées par le Distributeur. À l'instar de l'AHQ-ARQ, la Régie s'étonne de voir le Distributeur intégrer 300 MW en décembre 2027, en mars 2028 et en décembre 2028 à ses approvisionnements.

[455] La Régie comprend que le Distributeur a introduit un nouvel outil d'évaluation de la fiabilité en puissance. Bien qu'elle partage le scepticisme de l'AHQ-ARQ, la Régie est sensible à l'importance d'assurer la fiabilité en puissance des approvisionnements.

[456] Pour ces motifs, la Régie accepte la proposition du Distributeur pour les mois de décembre 2027, mars et décembre 2028. Le Distributeur sera en mesure de

³²² Pièce [A-0040](#), audience du 9 janvier 2026, p. 19.

³²³ Pièce [A-0040](#), audience du 9 janvier 2026, p. 22.

moduler ses achats de puissance sur les marchés de court terme en fonction des aléas de la demande.

[457] Dans l'éventualité où la demande pour les mois de décembre 2027, mars et décembre 2028, devait être plus faible que prévu, la Régie est d'avis que l'utilisation des approvisionnements cyclables ou des achats de court terme sera moindre, considérant l'obligation de livraison de l'approvisionnement de base hivernale. La Régie est d'avis que le Distributeur s'est doté de la flexibilité requise pour minimiser ses coûts d'approvisionnement tout en assurant la fiabilité de ceux-ci.

[458] La Régie est d'avis que le prix des approvisionnements en base hivernale proposé par le Distributeur est compétitif lorsque comparé aux coûts évités de long terme en énergie et en puissance. Toutefois, la Régie est d'avis que l'approvisionnement en base hivernale n'offre pas la même flexibilité que l'approvisionnement cyclable. La Régie considère que les modalités similaires à celles prévues au contrat de base doivent être retenue. De plus, la Régie ne retient pas l'analogie faite par le Distributeur avec les retours d'énergie différée qui réfèrent au prix mensuel de la puissance UCAP de NYISO associés à ces retours³²⁴.

[459] **Pour ces motifs, la Régie approuve les quantités d'énergie et de puissance de l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec. Toutefois, la Régie rejette les modalités de prix proposées par le Distributeur pour cet approvisionnement. La Régie demande au Distributeur de modifier les modalités de prix afin de refléter la continuité du contrat de base sans faire référence à la prime de puissance additionnelle qui reflète le prix mensuel de la puissance UCAP du marché de New York (NYISO).**

³²⁴ Dossier R-3726-2010, [pièce B-1](#), p. 8. Dans la demande d'approbation de l'amendement de la Convention d'énergie différée, le Distributeur mentionne : « Il a été convenu de rémunérer la puissance complémentaire hivernale selon le prix de marché mensuel de la puissance UCAP dans l'état de New York. Ce prix sera sujet à l'application d'un plancher de 2 \$US/kW-mois. La quantité de puissance rémunérée s'établira en fonction des retours d'énergie acceptés par le Producteur.

Approvisionnement d'Hydro-Québec – Achats de court terme

[460] Après avoir pris connaissance de la nouvelle méthodologie du Distributeur et de la preuve des intervenants, la Régie conclue ce qui suit.

[461] La Régie partage l'avis du Distributeur selon lequel l'évaluation *a posteriori* des volumes d'achats de court terme en énergie diminue l'incertitude liée à la gestion courante de la demande qui est affectée par les aléas quotidiens, journaliers, mensuels et annuels.

[462] Cependant, malgré le gain estimé de 60 M\$ résultant d'une approche *a posteriori* en présence d'information parfaite proposée par le Distributeur, la Régie considère que la méthodologie proposée pour établir le prix des approvisionnements de court terme ne permet pas d'optimiser les coûts d'achats de court terme en énergie et comporte certaines lacunes.

[463] La Régie constate que de 2019 à 2024, 75 % de l'énergie acquise en vertu de la dispense de recourir aux appels d'offres sont le résultat de transactions bilatérales conclues avec des fournisseurs. Elle constate également que la presque totalité des transactions a été réalisée pour une durée de 3 jours ou moins lors du dernier et du premier trimestre de l'année correspondant aux mois d'hiver.

[464] En conséquence de ce qui précède, il en découle que les transactions sur les marchés organisés ne représentent que 25 % des achats fait sous dispense.

[465] Le Distributeur justifie également la méthode proposée par le fait qu'il n'aura plus à assumer les risques inhérents à l'utilisation de la dispense de recourir aux appels d'offres pour réaliser les transactions bilatérales. Il décrit ce risque de la façon suivante :

Donc là, actuellement, la proposition c'est qu'Hydro-Québec prendra le risque à sa charge de...liée à l'incertitude sur la demande prévisionnelle et également l'incertitude sur les prix, parce qu'on fait des transactions sur les marchés pour la journée du lendemain on n'a aucune garantie sur le prix entre les marchés qu'on va obtenir. On peut faire des projections, on peut faire des estimations, mais on

ne peut pas connaître d'avance les résultats des enchères qui nous permettront d'aller chercher certaines quantités. Donc ces risques-là, la proposition actuelle, c'est qu'ils soient « off-settés » de la clientèle et c'est Hydro-Québec qui endosse ces risques. Le gain estimé pour la clientèle présentée dans le document c'est soixante millions (60 M\$) de baisse dans le coût d'approvisionnement par rapport à une gestion opérationnelle des bâtonnets et des achats de court terme via des transactions bilatérales, ou transactions sur les marchés, peu importe, c'est l'estimation qui en a été faite³²⁵.

[466] La Régie comprend que les coûts des achats de court terme seront établis en fonction des prix DAM observés dans les marchés organisés de l'Ontario, de New York ou de la Nouvelle-Angleterre.

[467] La Régie est d'avis que le Distributeur omet de mentionner que l'aléa de prix auquel il fait référence dans son témoignage et qui affectait ses transactions bilatérales est remplacé par des aléas des marchés DAM de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre qui affecteront la totalité des coûts des achats de court terme facturés au Distributeur. La Régie juge que le Distributeur n'a pas fait la démonstration permettant de quantifier l'impact des aléas de prix sur des marchés DAM.

[468] La Régie considère que l'ordre d'utilisation des marchés proposés ne permet pas de recréer l'environnement compétitif créé par la dispense de recourir à l'appel d'offres.

[469] En effet, la Régie tient à rappeler que le Distributeur avait instauré une procédure l'obligeant à contacter plusieurs contreparties avec lesquelles il est autorisé de transiger avant de conclure une transaction bilatérale. En procédant ainsi, le Distributeur recréait un environnement compétitif pour ses transactions bilatérales. Cette dispense de l'appel d'offre sera remplacée dorénavant par la méthodologie qui sera retenue par la Régie. Ainsi, la Régie considère que la méthodologie qu'elle approuvera bien qu'imparfaite doit refléter le plus possible le marché québécois tout en contribuant à minimiser les coûts d'approvisionnement du Distributeur au bénéfice de ses clients.

³²⁵ Pièce [A-0044](#), audience du 12 janvier 2026, p. 59 à 60.

[470] À cet égard, la Régie constate que les gains pour le Distributeur seraient plus élevés si la méthode proposée permettait de considérer le prix le moins cher indépendamment du marché de référence. La Régie note qu'historiquement, le prix du marché de l'Ontario était moins élevé, ce qui explique l'utilisation de ce marché de référence pour 600 MW, mais les données prévisionnelles fournies par le Distributeur démontrent bien que le prix du marché de New York peut parfois être inférieur à celui qui serait considéré par le Distributeur, soit l'Ontario, même en incluant des frais de sortie et de courtage plus élevés.

[471] Questionné à ce sujet par l'AHQ-ARQ, à savoir si le Distributeur allait considérer le prix le moins cher, *a posteriori*, celui-ci a répondu par la négative³²⁶.

[472] Dans un premier temps, la Régie juge que le critère historique utilisé par le Distributeur pour déterminer le prix considéré pour les achats de court terme en fonction du lieu du marché de référence au détriment du prix du marché le plus bas ne constitue pas un critère qui permet de refléter le fait que 75 % des approvisionnements de court terme ont fait l'objet d'entente bilatérales conclues avec le soumissionnaire offrant le prix le plus bas.

[473] La Régie constate que 89 % de l'énergie acquises sur les marchés de court terme entre 2019 et 2024 l'a été auprès du Producteur. Ainsi le critère proposé par le Distributeur n'est pas un juste reflet du marché le plus économique sur lequel il transigeait.

[474] Tenant compte de ce qui précède, la Régie ordonne au Distributeur, pour le présent cycle tarifaire, d'évaluer les coûts d'achats de court terme en énergie, projetés et réels, en fonction du prix le plus faible des marchés de référence, autant en prévisionnel qu'en réel, et ce, indépendamment du marché, pour chacune des heures de l'année. La Régie considère que cette approche est plus réaliste que celle proposée par le Distributeur et permet de prendre en compte une certaine optimisation des coûts d'approvisionnement du Distributeur.

³²⁶ Pièce [A-0039](#), audience du 8 janvier 2026, p. 91.

[475] La Régie a pris connaissance de l'évaluation que le Distributeur a fait du coût d'approvisionnement de court terme pour les années du présent cycle tarifaire en utilisant, pour chaque heure de l'année, le prix le plus bas, incluant les frais, parmi les prix d'interconnexion de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Elle constate, tel que confirmé en audience, des réductions des coûts d'approvisionnements de court terme en énergie de 2 M\$ en 2026, de 5,2 M\$ en 2027 et de 14 M\$ en 2028.

[476] En ce qui a trait aux limites des tranches pour les prix des marchés de référence, soit 600 MW pour l'Ontario, 1 000 MW pour New York et 1600 MW et plus pour la Nouvelle-Angleterre, la Régie a pris connaissance de la position défendue par l'AHQ-ARQ. L'intervenant propose que les limites reflètent la capacité réelle des interconnexions et que celles-ci soient augmentées de cette façon : 1 250 MW pour l'Ontario, suivi de 1 000 MW pour New York et le reste pour la Nouvelle-Angleterre.

[477] La Régie a pris connaissance de la réponse du Distributeur à la recommandation de l'intervenant.

Le service doit être flexible et disponible en tout temps. Ainsi, il ne faut pas considérer la capacité de transit en réception des interconnexions. Cette capacité est théorique et ne tient pas compte des limites techniques ni des règles des différents marchés, tel qu'expliqué à la pièce HQD-2, document 3 du dossier R-4210-2022 (B-0020), à la section 6.2.

Le Distributeur utilise la capacité d'importation en énergie sur le chemin ON-HQT, évaluée à 600 MW dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032 et dans les états d'avancement déposés à la Régie en suivi de ce Plan.

La capacité d'importation sur le chemin LAW-HQT n'a pas été considérée pour la formule pour les raisons suivantes :

- Il n'y a pas de prix publié pour cette interconnexion. Il ne s'agit pas d'une interconnexion avec un marché organisé. Seules les transactions bilatérales sont disponibles.
- Manque de flexibilité des importations : la nature technique et commerciale de cette interconnexion impose de planifier à l'avance le nombre de groupes qui seront aiguillés vers le Québec.

- Contraintes de durée : cet aiguillage doit être maintenu sur une période relativement longue afin d'assurer la rentabilité des opérations, ce qui rend impossible des ajustements d'une heure à l'autre en fonction des besoins.
- Les achats en provenance de cette interconnexion sont sujets à l'approbation de l'IESO et elles sont rappelables en tout temps pour assurer la fiabilité du réseau ontarien³²⁷.

[478] La Régie retient les explications fournies par le Distributeur, et en conséquence, conserve les limites proposées quant aux tranches pour les prix des marchés de référence, soit 600 MW pour l'Ontario et 1 000 MW pour New York.

[479] Enfin, la Régie conclut que la méthode proposée par le Distributeur exclut toutes références à un marché de court terme québécois tel que soulevé par l'AQCIE-CIFQ.

[480] Tenant compte de ce qui précède, la Régie juge que la méthodologie d'évaluation des approvisionnements « fournis par Hydro-Québec, à un coût reflétant celui du marché pour un service et produit comparable »³²⁸, conformément aux nouvelles dispositions de l'article 52.2 de la Loi doit refléter les caractéristiques du marché québécois³²⁹.

[481] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de soumettre, dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement, ce qui pourrait constituer une évaluation réaliste du prix du marché québécois et d'une méthode d'évaluation du coût des approvisionnements de court terme en électricité qui reflètent cette réalité.

[482] Dans un second temps, tenant compte de l'impossibilité d'apparier la fourniture à court terme de l'énergie fournie par Hydro-Québec à des achats réalisés sur les marchés de l'Ontario, de New-York ou de la Nouvelle-Angleterre, la Régie ne retient pas la notion de frais de sortie des marchés et de frais de courtage.

[483] La Régie note qu'Hydro-Québec prend en compte le coût d'opportunité de vendre de l'énergie au Distributeur, puisqu'elle pourrait vendre cette énergie sur les

³²⁷ Pièce [B-0103](#), p. 9.

³²⁸ Pièce [B-0027](#), p. 10.

³²⁹ Article 52.2 de [la Loi](#).

marchés externes au Québec. Or, la Régie est d'avis que ce coût d'opportunité n'est pas une référence adéquate dans la mesure où Hydro-Québec a désormais l'obligation légale d'approvisionner le Distributeur. En conséquence, la Régie juge que le coût de cet approvisionnement ne peut pas correspondre à une opportunité manquée.

[484] Ainsi, tel que mentionné précédemment, la Régie ne souscrit pas au concept de coût d'opportunité d'Hydro-Québec pour réaliser des transactions sur les marchés de l'Ontario, de New York ou de la Nouvelle -Angleterre comme base pour évaluer des coûts reflétant le marché pour des produits comparables.

[485] En ce qui a trait aux frais de courtage et de sortie qui sont inclus dans le prix de référence, l'AHQ-ARQ a questionné le Distributeur afin de comprendre les raisons qui expliquent qu'Hydro-Québec viendrait facturer ces frais au Distributeur. Voici l'extrait :

Q. Dans le sens que si la transaction se fait entre Une Hydro, pourquoi elle devrait s'auto-facturer des frais de courtage? C'est ça un peu ma question, là.

R. C'est effectivement... la notion, c'est qu'il va toujours rester des transactions quand même, là, d'importation pour alimenter la charge locale. C'est jusque présentement, ici, on vient séparer la reddition de comptes ou la façon de calculer ces coûts-là. Donc, à chaque moment, Hydro-Québec s'engage à fournir les approvisionnements requis pour équilibrer l'ensemble des besoins Distributeur. Donc, à tout moment, s'il y a des quantités qui sont nécessaires, des transactions vont être mises en place par Hydro-Québec pour alimenter le Distributeur et les autres engagements. Toutefois, le coût de ces importations-là sont reflétés par la formule de prix qu'on présente ici. Donc, ils ne sont pas liés aux transactions réellement.

Donc, ça se peut qu'il y ait des heures où que ça soit le parc de production qui fournisse ces transactions-là, mais ces transactions-là sont... on pousse la réflexion en disant : bien c'est quoi leur prix? Bien leur prix, c'est le prix reflété sur une vente d'un marché externe. Donc, la vente c'est le prix d'électricité plus, par exemple, les coûts d'entrée dans ce marché-là, le coût de réserver du transport.

Donc, il y a un coût supplémentaire pour avoir vraiment la meilleure façon de calculer cette valeur au marché là. C'est là ici où on ne peut pas supposer qu'il y a cent pour cent (100 %) de ces achats-là... Par exemple, prenez un immeuble,

l'immeuble c'est effectivement peut-être plus facile de dire, c'est un immeuble, donc on sait qu'il n'y aura pas une transaction sur le marché.

Ici, nous, on prend des volumes assez élevés de plusieurs térawattheures pour plusieurs heures dans l'année et on ne suppose pas que l'entièreté de ces transactions-là vont être faites seulement avec Hydro-Québec, là. Il va rester des transactions qui vont être faites sur les marchés externes pour aller s'alimenter à des moments où le parc de production, comme historiquement, ne suffit pas pour répondre à cette demande-là pour des heures précises³³⁰.

[486] Le Distributeur n'a pas convaincu la Régie quant à l'inclusion des frais de sortie et de courtage. La Régie s'explique difficilement l'inclusion des frais de courtage dans la totalité des achats de court terme alors le Distributeur affirme le contraire dans la citation ci-dessus.

[487] De plus, la Régie considère que l'inclusion des frais de sortie ne prend pas en compte le fait qu'une large proportion des achats de court terme, entre 2019 et 2024, réalisés auprès d'Hydro-Québec, pouvaient provenir des centrales du Producteur et être acheminées au Distributeur par le réseau de transport dont le coût est déjà entièrement défrayé par ce dernier³³¹.

[488] Enfin, la Régie juge que les importations pour lesquelles Hydro-Québec aura réellement payé des frais de sortie et de courtage des marchés externes, relève de la stratégie de production, et d'importation d'Hydro-Québec dans ses activités de production et non pas du Distributeur. En conséquence, la Régie juge que ces frais doivent être assumés par les activités non réglementées d'Hydro-Québec et non pas par le Distributeur, lorsqu'ils sont encourus.

[489] Enfin, à l'instar de l'AHQ-ARQ, la Régie considère que l'approvisionnement cyclable devrait être favorisé avant l'utilisation des achats de court terme lorsque les coûts du cyclable sont plus bas. **La Régie demande donc au Distributeur de privilégier l'utilisation des moyens d'approvisionnements flexibles les plus économiques, incluant l'approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec.**

³³⁰ Pièce [A-0044](#), audience du 12 janvier 2026, p. 54 à 56.

³³¹ Pièce [A-0042](#).

[490] Tel que mentionné précédemment, la Régie reconnaît le caractère transitoire de l'approche proposée par le Distributeur et de même que celle retenue par la Régie dans le cadre du présent dossier. **Compte tenu des réserves qu'elle a exprimées dans les paragraphes précédents la Régie ordonne au Distributeur pour le présent cycle tarifaire de :**

- **Considérer le prix le moins cher des marchés de référence pour établir le coût des approvisionnements de court terme, autant pour le prévisionnel, en fonction des prix anticipés, que pour le réel évalué *a posteriori*;**
- **De ne pas intégrer les frais de sortie et de courtage dans l'utilisation des prix du marché pour établir le coût des approvisionnements de court terme;**
- **Dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement, d'évaluer ce qui pourrait constituer un marché québécois réaliste et ajuster en conséquence la méthodologie d'évaluation du coût des achat de court-terme qui devront être utilisés dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

Approvisionnements des parcs éoliens et des centrales de cogénération

[491] Le Distributeur propose de maintenir les approvisionnements éoliens issus des contrats qui arrivent à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire selon l'hypothèse d'une indexation de leur prix. À cet égard, le Distributeur précise ce qui suit :

Le Distributeur maintient son objectif de réduire les coûts d'approvisionnement pour la clientèle ou de les optimiser. Ici, dans le présent dossier, on pose l'hypothèse d'une prolongation à l'identique des modalités, un peu comme on l'a mentionné précédemment, donc de l'énergie éolienne qui se maintient avec les mêmes modalités que les contrats qui arrivent à échéance. Et pour cette hypothèse, le prix qui est le plus... qui est l'hypothèse la plus neutre est celle d'une prolongation à l'identique des prix de contrat qui arrivent à échéance³³².

[492] La Régie comprend que le processus de renouvellement de contrat d'approvisionnement éolien implique une négociation entre le fournisseur et le

³³² Pièce [A-0040](#), audience du 9 janvier 2026, p. 141 et 142.

Distributeur dont les conclusions sont difficilement prévisibles. La Régie est d'avis que le maintien des modalités des contrats actuels représente l'hypothèse la plus neutre pour évaluer les coûts anticipés de la prolongation des contrats.

[493] Pour ce motif, la Régie approuve les coûts prospectifs d'approvisionnement pour le renouvellement des contrats éoliens qui arriveront à échéance dans l'horizon de la présente demande tarifaire.

8.4 COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

[494] La Régie estime à 12,6 M\$ la réduction du coût projeté de l'approvisionnement de base d'Hydro-Québec afin de tenir compte des modalités similaires à celles prévues au contrat de Base.

[495] Elle estime à 149,5M\$ la réduction du coût des achats de court terme en énergie afin de tenir compte de l'optimisation réalisée en fonction des prix de l'approvisionnement cyclable et des prix anticipés sur les marchés de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Cette réduction tient compte de l'exclusion des frais de sortie et des frais de courtage.

TABLEAU 26
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS 2025-2028

Revenus requis (en millions de \$)	2026			2027			2028			2026-2028		
	Demandés	Ajust.	Reconnus	Demandés	Ajust.	Reconnus	Demandés	Ajust.	Reconnus	Demandés	Ajust.	Reconnus
Achats d'électricité	8 833,0	(21,9)	8 811,1	9 144,3	(32,0)	9 112,3	9 660,7	(94,6)	9 566,1	27 638,0	(148,5)	27 489,5
Base hivernale					(1,3)			(11,3)			(12,6)	
Achats de court terme en énergie		(27,3)			(35,9)			(86,3)			(149,5)	
R-4305-2025 (D-2025-124)												
Achats d'électricité - Ajustement des contrats spéciaux		5,8			3,2			3,0			12,0	
R-4293-2025 (D-2025-114)												
Achats d'électricité - Ajustement des contrats spéciaux		(0,4)			2,0						1,6	

9 SERVICES DE TRANSPORT

[496] Conformément à la décision sur l'approbation finale des *Tarifs et conditions des services de transport* d'Hydro-Québec, le coût du service de transport de la charge locale s'élève à 3 154,4 M\$ pour l'année témoin 2026, à 3 258,4 M\$ pour l'année témoin 2027 et à 3 395,8 M\$ pour l'année témoin 2028.

10 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SERVICES À LA CLIENTÈLE

[497] Lors du dépôt de sa Demande, le Distributeur présente des coûts de distribution et de services à la clientèle de 2 687,7 M\$ pour l'année témoin 2026, de 2 906,4 M\$ pour l'année témoin 2027 et de 3 062,7 M\$ pour l'année témoin 2028³³³.

TABLEAU 27³³⁴

**COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SERVICES À LA CLIENTÈLE AVANT
LES DÉCISIONS D-2025-114 ET D-2025-124**

Coûts de distribution et services à la clientèle (en millions de \$)	2024 année historique	2025 année autorisée	2025 année de base	2026 année témoin	2027 année témoin	2028 année témoin
Charges d'exploitation	1 944,6	1 913,9	1 926,9	2 001,8	2 095,3	2 151,6
Autres charges	919,6	1 007,1	1 011,4	1 101,0	1 257,8	1 411,6
Achats de combustible	116,2	125,4	130,7	126,4	125,5	130,4
Amortissement	681,2	750,9	754,6	841,2	989,3	1 129,8
Taxes	120,1	127,5	123,0	128,7	137,1	143,9
Rendement - Bornes de recharge	2,1	3,4	3,1	4,8	5,9	7,4
Autres composantes du coût des avantages sociaux futu	(238,4)	(277,7)	(293,4)	(324,3)	(335,0)	(363,6)
Frais corporatifs	44,7	53,8	48,9	48,7	51,1	53,3
Revenus autres que ventes d'électricité	(159,4)	(161,8)	(170,1)	(177,3)	(206,2)	(241,0)
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	15,4	25,6	18,1	17,6	17,9	19,7
Compensation réseaux municipaux	-	-	-	20,1	25,5	31,1
Coûts de distribution et services à la clientèle	2 526,3	2 560,9	2 541,8	2 687,7	2 906,4	3 062,7

³³³ Pièce [B-0013](#), p. 7 et 8, tableau 1. Ces montants correspondent aux montants de la ligne 11 de la page 7, auxquels les montants de la ligne 25 de la page 8 (rendement) ont été retranchés.

³³⁴ Pièce [B-0013](#), tableau 1, p. 7 et 8.

[498] Le Distributeur indique qu'il n'a pas modifié sa demande à la suite des décisions D-2025-114³³⁵, sur la MIV, et D-2025-124³³⁶, sur les charges d'exploitation. Le Distributeur indique ne pas avoir le portrait global et attend d'autres décisions de la Régie avant d'établir les montants exacts³³⁷. Il évalue tout de même les impacts de ces deux décisions sur les coûts de distribution et de services à la clientèle, reproduit dans le tableau suivant.

TABLEAU 28³³⁸
IMPACT DÉCISIONS D-2025-114 ET D-2025-124

Coûts de distribution et services à la clientèle	2026	2027	2028
<i>(en millions de \$)</i>	<i>année</i>	<i>année</i>	<i>année</i>
	<i>témoin</i>	<i>témoin</i>	<i>témoin</i>
Impact de la D-2025-114 sur la maîtrise de la végétation			
Charges d'exploitation - Opération et maintenance	215,60	217,10	215,80
Amortissement - Actifs réglementaires	(58,50)	(101,70)	(145,10)
Amortissement - Contributions internes	-	(0,20)	(0,60)
Rendement sur la base de tarification	(14,40)	(22,70)	(29,20)
Impact de la D-2025-114 sur les coûts dist. et services	157,10	115,20	70,10
Impact de la D-2025-124 sur la coupure des charges			
Charges d'exploitation – Coupes D-2025-124 pour le Distributeur	(36,80)	(65,50)	(60,30)
Amortissement - Contributions internes	-	0,20	0,40
Rendement sur la base de tarification	(1,70)	(1,60)	(1,10)
Impact de la D-2025-124 sur les coûts dist. et services	(36,80)	(65,30)	(59,90)
Coûts de distribution et services à la clientèle	120,30	49,90	10,20

[499] Les différentes composantes des coûts de distribution et de services à la clientèle sont décrites dans les sous-sections suivantes.

³³⁵ Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-114](#).

³³⁶ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#).

³³⁷ Pièce [A-0048](#), p. 17 et 18.

³³⁸ Pièce [B-0167](#), tableau E-10A, p. 3.

10.1 CHARGES TRAITÉES DANS LE DOSSIER R-4305-2025

10.1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[500] Les charges d'exploitation, les autres composantes du coût des ASF et les frais corporatifs ont été présentés au dossier R-4305-2025, à l'exception des charges liées à l'ÉE et à la GDP, et ont fait l'objet de la décision D-2025-124³³⁹. Les charges d'exploitation demandées par le Distributeur dans le présent dossier pour fin d'établissement des revenus requis sont de 2 001,8 M\$ en 2026, de 2 095,3 M\$ en 2027 et de 2 151,6 M\$. Ces montants comprennent les charges présentées au dossier R-4305-2025, ainsi que les charges liées à l'ÉE et à la GDP³⁴⁰.

[501] Dans sa décision D-2025-124, la Régie a réduit les charges d'exploitation du Distributeur de 1 889,5 M\$ en 2026, de 1 956,8 M\$ en 2027 et de 2 020,2 M\$ en 2028³⁴¹. Ces montants excluent les charges liées à l'ÉE et à la GDP, de même que les impacts de la décision D-2025-114 sur la MIV.

[502] Les charges d'exploitation liées à l'ÉE et à la GDP demandé par le Distributeur dans le présent dossier sont de 75,4 M\$ en 2026, de 73,0 M\$ en 2027 et de 71,1 M\$ en 2028³⁴². Les budgets des programmes d'ÉE et de GDP ont été traités à la section 7.

[503] Le Distributeur indique que le retrait de l'actif réglementaire de la MIV à la suite de la décision D-2025-114 résulte en une augmentation des charges d'exploitation de l'activité « Opération et maintenance » de 215,6 M\$ en 2026, de 217,1 M\$ en 2027 et de 215,8 M\$ en 2028³⁴³. Ces montants correspondent aux mises en services des actifs réglementaires de la MIV tel que présenté par le Distributeur dans sa preuve initiale³⁴⁴.

³³⁹ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#).

³⁴⁰ Pièce [B-0013](#), tableau 3, p. 9.

³⁴¹ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#), p. 94.

³⁴² Pièce [B-0013](#), tableau 3, p. 9.

³⁴³ Pièce [B-0167](#), tableau E-10A, p. 3.

³⁴⁴ Pièce [B-0013](#), tableau 24, p. 19.

[504] Les montants relatifs aux autres composantes du coût des avantages sociaux futurs, dont le coût de retraite, et au coût des autres régimes du Distributeur ainsi que les frais corporatifs ont été traités dans le cadre du dossier R-4305-2025.

[505] En conformité avec la décision D-2025-124³⁴⁵, les coûts des autres composantes du coût des ASF du Distributeur sont de -324,3 M\$ en 2026, de -335,0 M\$ en 2027 et de -363,6 M\$ en 2028³⁴⁶. Les frais corporatifs pour le Distributeur sont de 48,7 M\$ en 2026, de 51,1 M\$ en 2027 et de 53,3 M\$ en 2028³⁴⁷.

10.1.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

[506] L'AQCIE-CIFQ juge que lors de l'analyse de ces recommandations et celles des autres intervenants, la Régie devra prendre en compte l'impact de la décision D-2025-114 sur les tarifs. Selon l'intervenante, les recommandations des intervenants visant la réduction de dépenses non pleinement justifiées doivent être appréciées avec encore plus d'attention afin de fixer des tarifs de distribution justes et raisonnables. L'intervenante soutient aussi que, pour l'établissement de tarifs justes et raisonnables, les dépenses doivent se limiter à ce qui est nécessaire pour l'exploitation adéquate du réseau de distribution³⁴⁸.

[507] La FCEI reprend sa recommandation faite dans le cadre du dossier R-4305-2025 de réduire les charges d'exploitation de 49 M\$ en 2026, de 59 M \$ en 2027 et 58 M\$ en 2028³⁴⁹.

³⁴⁵ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#), p. 43.

³⁴⁶ Pièces [B-0013](#), tableau 1, p. 8 et [B-0140](#), tableau 7, p. 10.

³⁴⁷ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#), tableau 11, p. 46.

³⁴⁸ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 29 et 30.

³⁴⁹ Pièce [C-FCIE-0014](#), p. 7 et 8.

10.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[508] Les charges d'exploitation ainsi que les coûts des ASF et des autres régimes du Distributeur ont été présentés dans le cadre du dossier R-4305-2025. Ces charges ont fait l'objet de la décision D-2025-124³⁵⁰. **La Régie reconnaît et applique aux fins de la présente décision les éléments décisionnels relatifs à ces coûts du Distributeur.**

[509] Les charges étudiées dans le dossier R-4305-2025 n'incluaient pas les charges reliées aux montants de la MIV. **Tout comme la Régie l'exprime dans la décision D-2026-008³⁵¹ dans le cas du Transporteur, elle juge opportun d'apporter les ajustements de concordance liés à sa décision D-2025-114³⁵² concernant les dépenses de MIV.**

[510] La Régie rappelle que la stratégie de MIV a été traitée dans le dossier R-4305-2025³⁵³. Elle constate aussi que les montants demandés par le Distributeur pour sa stratégie de MIV n'ont pas été questionnés dans le présent dossier. En conséquence, **la Régie reconnaît les montants de charges d'exploitation additionnelles liés à la MIV et en retire les montants équivalents de l'actif réglementaire, en conformité avec la décision D-2025-114.**

[511] Considérant les budgets en EÉ et GDP autorisées à la section 7, **la Régie réduit les charges d'exploitation liées de ces éléments de 9,8 M\$ en 2026, de 9,5 M\$ en 2027 et de 9,3 M\$ en 2028 et les fixe à 65,7 M\$ en 2026, à 63,6 M\$ en 2027 et à 61,8 M\$ en 2028. La Régie a calculé les coupes aux charges d'exploitation de manière à conserver la même proportion des charges et des investissements que dans les budgets demandés par le Distributeur pour les programmes d'EÉ et de GDP.**

[512] **Considérant ce qui précède, la Régie établit les charges d'exploitation du Distributeur à 2 170,8 M\$ en 2026, à 2 237,3 M\$ en 2027 et à 2 297,9 M\$ en 2028, tel que présenté dans le tableau suivant.** En excluant l'impact de la MIV, ces montants

³⁵⁰ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#), p. 43 et 46, et p. 94.

³⁵¹ Dossier R-4306-2025, décision [D-2026-008](#), p. 25.

³⁵² Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-114](#).

³⁵³ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#), section 4, p. 11 à 16.

sont inférieurs de 46,7 M\$ en 2026, de 75,1 M\$ en 2027 et de 69,5 M\$ en 2028 comparativement à la demande initiale du Distributeur.

TABLEAU 29
CHARGES D'EXPLOITATION DU DISTRIBUTEUR APPROUVÉES PAR LA RÉGIE

Charges d'exploitation du Distributeur <i>(en millions de \$)</i>	2026 <i>Année témoin</i>	2027 <i>Année témoin</i>	2028 <i>Année témoin</i>
Charges d'exploitation demandées	2 001,80	2 095,30	2 151,60
Coupes D-2025-124	-36,9	-65,4	-60,3
Impact de la maîtrise de la végétation	215,6	217,1	215,8
Coupes efficacité énergétique et GDP	-9,7	-9,4	-9,1
Charges d'exploitation autorisées	2 170,80	2 237,60	2 298,00

10.2 AUTRES CHARGES

10.2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[513] Le Distributeur, dans sa demande initiale, présente d'autres charges au montant de 1 101,0 M\$ en 2026, de 1 257,8 M\$ en 2027 et de 1 411,6 M\$ en 2028.³⁵⁴ Cela représente une augmentation de 404,4 M\$ entre 2025 et 2028. La grande majorité de cette hausse s'explique par les charges d'amortissement, qui augmentent de 379 M\$ sur l'horizon tarifaire. Cette augmentation s'explique principalement par les amortissements des actifs réglementaires liés à l'ÉE et à la GDP ainsi qu'à la MIV. Les amortissements en immobilisation corporelles en exploitation contribuent aussi à l'augmentation des charges d'amortissement³⁵⁵.

[514] À la suite de la décision D-2024-114 sur l'actif réglementaire de la MIV, les charges d'amortissement des actifs réglementaires sont réduites de 58,5 M\$ en 2026, de 101,7 M\$ en 2027 et de 145,1 M\$ en 2028³⁵⁶. Ces montants correspondent à

³⁵⁴ Pièce [B-0013](#), tableau 4, p. 9.

³⁵⁵ Pièce [B-0013](#), tableau 7, p. 11.

³⁵⁶ Pièce [B-0167](#), tableau E-10A, p. 3.

l'amortissement de l'actif réglementaire de la MIV déposée dans la preuve initiale du Distributeur³⁵⁷.

[515] Le Distributeur évalue ses achats de combustibles pour l'année 2028 à 130,4 M\$, soit 5 M\$ de plus que le montant autorisé en 2025. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des coûts des émissions de GES liés à la centrale des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) ainsi qu'à l'augmentation de la taxe carbone incorporée dans les prix des combustibles. Les compensations mazout diminuent légèrement, de 17,6 M\$ en 2025 à 17,2 M\$ en 2028³⁵⁸.

[516] Le Distributeur indique qu'il doublera la compensation monétaire attribuée pour la consommation de combustibles à domicile pour les clients des Îles-de-la-Madeleine³⁵⁹. Toutefois, lors de l'audience, le Distributeur a confirmé que le doublement des contributions n'avait pas été annoncé au moment de la préparation de la demande tarifaire. Ainsi, ce doublement n'a pas été intégré à la Demande. Le Distributeur estime que l'impact du doublement sera d'environ 2 M\$³⁶⁰.

[517] Les taxes, quant à elles, augmentent de 16,4 M\$ entre 2025 et 2028, de 127,5 M\$ à 143,9 M\$³⁶¹.

[518] Les rendements des bornes de recharges sont traités à la section 13 sur le Projet BRCC.

10.2.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

[519] Le GRAME constate que le doublement de la compensation versée pour les Îles-de-la-Madeleine n'est pas reflété dans les prévisions du Distributeur. Le GRAME recommande à la Régie de refuser le doublement de la compensation monétaire

³⁵⁷ Pièce [B-0013](#), tableau 7, p. 11.

³⁵⁸ Pièce [B-0013](#), p. 10.

³⁵⁹ Pièce [B-0128](#), p. 12.

³⁶⁰ Pièce [A-0048](#), p. 40.

³⁶¹ Pièce [B-0013](#), tableau 8, p. 12.

attribuée pour la consommation de combustibles à domicile pour le réseau des Îles-de-la-Madeleine, à moins qu'elle soit accompagnée de la condition d'installer des équipements efficaces³⁶².

10.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[520] Tel que demandé pour les charges d'exploitation, la Régie demande au Distributeur d'ajuster les autres charges en fonction des impacts de la décision D-2025-114 sur la MIV, tel que présenté à la pièce B-0167³⁶³. La Régie demande aussi au Distributeur d'ajuster les autres charges en fonction de la décision D-2026-008 dans le dossier tarifaire du Transporteur.

[521] La Régie demande au Distributeur d'ajuster les dépenses d'amortissement en fonction des montants autorisés à la base de tarification, à la section 11.

[522] La Régie note que les montants des taxes ne soulèvent pas d'enjeux particuliers et qu'ils n'ont pas été remis en question par les intervenants. **En conséquence, la Régie approuve les montants demandés pour les taxes, soit 128,7 M\$ en 2026, 137,1 M\$ en 2027 et 143,9 M\$ en 2028**³⁶⁴.

[523] Les rendements du Projet BRCC sont traités à la section 13.

[524] La Régie est satisfaite de la preuve présentée à propos des achats de combustibles.

³⁶² Pièce [C-GRAME-0013](#), p. 35 et 37.

³⁶³ Pièce [B-0167](#), tableau A-10A, p. 3.

³⁶⁴ Pièce [B-0013](#), tableau 1, p. 8.

10.3 REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[525] Les revenus autres que les ventes d'électricité augmentent de 79,2 M\$ sur l'horizon du cycle tarifaire. La majorité de cette hausse s'explique par l'augmentation de 65,8 M\$ des frais de recharge aux bornes³⁶⁵. Cet élément est analysé à la section 13.

[526] Les frais d'administration augmentent de 5,7 M\$ entre 2025 et 2028 pour tenir compte de la croissance prévue des ventes. Les revenus de ventes d'attributs environnementaux atteignant 24 M\$ en 2028. L'augmentation de 4 M\$ comparativement à l'année autorisée 2025 est principalement due à la mise en service des parcs éoliens issus des appels d'offres 2021-01 de 480 MW et 2021-02 de 300 MW³⁶⁶.

[527] La Régie constate que le seul enjeu soulevé au sujet des revenus autres que les ventes d'électricité concerne la revente des unités de conformité. Cet enjeu est discuté à la section 13.

[528] La Régie est satisfaite de la preuve au soutien des revenus autres que ventes d'électricité. Considérant les montants reconnus pour la revente des unités de conformité, à la section 13.3, **la Régie approuve un montant de 165,3 M\$ en 2026, de 192,3 M\$ en 2027 et de 223,1 M\$ en 2028.**

10.4 RABAIS SUR VENTES POUR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[529] Les rabais sur ventes pour les MFR correspondent au soutien à la consommation courante qui découle des ententes personnalisées pour les MFR. Ces rabais diminuent de 5,9 M\$ entre 2025 et 2028. Ces diminutions s'expliquent par la révision à la baisse du nombre de participants lors de l'élargissement temporaire des seuils de faible revenu. La clientèle expérimente moins de difficulté de paiement que ce qui avait été

³⁶⁵ Pièce [B-0013](#), tableau 9, p. 12.

³⁶⁶ Pièce [B-0013](#), p. 13.

prévu. Il est à noter que la poursuite de l'élargissement temporaire des seuils à faible revenu a été pris en compte jusqu'à l'année témoin 2028³⁶⁷.

[530] La Régie constate qu'aucun intervenant n'a soulevé l'enjeu des rabais sur ventes pour les MFR.

[531] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur au soutien des rabais sur ventes pour les MFR. **La Régie approuve les rabais sur ventes pour les MFR de 17,6 M\$ en 2026, de 17,9 M\$ en 2027 et de 19,7 M\$ en 2028.**

10.5 COMPENSATION POUR LES RÉSEAUX MUNICIPAUX

[532] Les articles 158 et 160 de la Loi 24 prévoient qu'Hydro-Québec doit verser une compensation financière pour les réseaux municipaux pour le manque à gagner occasionné par l'application d'un plafond sur les tarifs résidentiels³⁶⁸ et ces montants doivent être pris en compte dans le revenus requis. La compensation financière correspond à l'écart entre la hausse tarifaire du tarif LG et des tarifs domestiques depuis le 1^{er} avril 2023 multiplié par l'estimation des ventes d'électricité des réseaux municipaux aux tarifs domestiques³⁶⁹.

[533] La Régie constate qu'aucun intervenant n'a soulevé d'enjeu relativement à la compensation financière pour les réseaux municipaux.

[534] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur au soutien de la compensation pour les réseaux municipaux. **La Régie approuve les montants de 20,1 M\$ en 2026, de 25,5 M\$ en 2027 et de 31,1 M\$ en 2028 pour la compensation réseaux municipaux.**

³⁶⁷ Pièce [B-0013](#), p. 14.

³⁶⁸ Pièce [B-0004](#), p. 6.

³⁶⁹ Pièce [B-0120](#), R-20.3, p. 64.

11 BASE DE TARIFICATION

11.1 ÉVOLUTION DES COMPOSANTES DE LA BASE DE TARIFICATION

[535] Le Distributeur présente l'évolution de la base de tarification sur le cycle tarifaire 2026-2028. Entre l'année autorisée 2025 et l'année témoin 2028, la base de tarification, en regard de la moyenne des 13 soldes, croît de 13 % annuellement. L'ensemble des composantes de la base de tarification, à l'exception des autres actifs, augmente fortement sur l'horizon tarifaire³⁷⁰.

[536] Les mises en service de l'année de base 2025 sont légèrement plus élevées, à 2 079,5 M\$, comparativement aux mises en service de l'année autorisée, à 1 768,7 M\$³⁷¹. La différence provient principalement par les mises en service en immobilisations corporelles, ainsi que par le versement en 2025 de l'aide financière pour le REM, initialement prévue en 2024³⁷².

TABEAU 30³⁷³

ÉVOLUTION DES COMPOSANTES DE LA BASE DE TARIFICATION DANS LA DEMANDE INITIAL DU DISTRIBUTEUR (M\$ MOYENNE 13 SOLDES)

	2024	2025		2026	2027	2028	Diff 2028- 2025	
	Réel	Ann. autorisée	Année de base	Année de base	Année témoin	Année témoin	M\$	% ann
Immobilisations corporelles en exploitation	10 774,3	11 449,9	11 530,6	12 199,0	13 141,5	14 428,6	2 978,7	8,00%
Actifs incorporels	148,9	156,0	150,0	150,4	187,7	328,5	172,5	28,20%
Contrats de location-acquisition	87,0	313,0	292,6	325,4	398,3	393,1	80,1	7,90%
Contributions internes	1 434,7	1 626,0	1 646,0	1 684,6	2 478,1	2 652,7	1 026,7	17,70%
Actifs réglementaires	667,8	1 105,7	1 234,7	1 848,1	2 439,7	2 962,9	1 857,2	38,90%
Autres actifs	3,1	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	-0,3	-98,10%
Fonds de roulement	355,7	349,9	465,0	730,1	784,2	801,7	451,8	31,80%
Total	13 471,5	15 000,8	15 319,2	16 937,5	19 429,4	21 567,5	6 566,7	12,90%

[537] Près de la moitié de la croissance de la base de tarification s'explique par l'augmentation des immobilisations corporelles en exploitation, principalement des

³⁷⁰ Pièce [B-0013](#), tableaux A-11 à A-15, p. 29 à 33.

³⁷¹ Pièce [B-0013](#), tableaux 14 et 15, p. 16.

³⁷² Le traitement comptable de l'aide financière pour le REM a été autorisé par le dossier R-4270-2024 Phase 3, décision [D-2025-033](#), p. 32.

³⁷³ Pièce [B-0013](#), tableaux A-10 à A-15, p. 28 à 33.

lignes de distribution aériennes et souterraines et des mises en service en réseaux autonomes. En incluant la MIV, les actifs réglementaires expliquent environ le quart de l'augmentation de la base de tarification, alors que les contributions internes en expliquent environ 15 %.

[538] Malgré l'augmentation rapide de la base de tarification, le Distributeur soutient que la prévision est réaliste et reflète adéquatement ses besoins³⁷⁴.

[539] Le Distributeur indique que la décision D-2025-114 sur le retrait de la MIV en tant qu'actif réglementaire réduit la base de tarification de 240,6 M\$ en 2026, de 383,2 M\$ en 2027 et de 493,3 M\$ en 2028. Cette décision a également un faible impact sur les contributions internes ainsi que sur l'encaisse réglementaire³⁷⁵.

[540] La décision D-2025-124 sur les charges d'exploitation réduit légèrement l'encaisse réglementaire³⁷⁶.

11.2 MISES EN SERVICE

[541] Les mises en service du Distributeur augmentent de 1 768,7 M\$ en 2025 à 3 589,2 M\$ en 2028, soit une augmentation de 1 820,4 M\$, comme le montre le tableau suivant :

³⁷⁴ Pièce [A-0044](#), p. 29.

³⁷⁵ Pièce [B-0167](#), tableau E-10B, p. 4.

³⁷⁶ *Ibid.*

TABLEAU 31³⁷⁷**MISES EN SERVICE DES ACTIFS POUR LA PÉRIODE 2024-2028**

	2024	2025		2026	2027	2028	Diff 2028- 2025	
	Réel	D-2025-033	Ann. de base	Ann. témoin	Ann. témoin	Ann. témoin	M\$	% ann
Excluant les projets majeurs	1 200,50	970,5	1 004,80	1 130,70	1 246,00	1 333,10	362,6	11,20%
Projets majeurs	165,7	166,9	220,4	315,5	817,8	567,5	400,6	50,40%
Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	-47,3	-7	-28,3	-53	-52,7	-46,4	-39,4	87,80%
Contributions internes ¹	294,3	5,4	25,3	914,2	220,5	863,1	857,7	442,70%
Actifs réglementaires	475,1	632,9	857,4	833	844,6	871,8	238,9	11,30%
Total	2 088,40	1 768,70	2 079,50	3 140,30	3 076,30	3 589,20	1 820,40	26,60%

¹ Principalement les Projets en croissance du Transporteur dont l'établissement de la contribution est détaillé dans dossier R-4306-2025, pièce [B-0009](#), p. 13 à 20.

Mises en service des actifs réglementaires

[542] Les mises en service des actifs réglementaires présentées par le Distributeur s'élèvent à 833,0 M\$ en 2026, à 844,6 M\$ en 2027 et à 871,8 M\$ en 2028. Comparativement à 2025, ces mises en service augmentent de 238,9 M\$ sur le cycle tarifaire. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation de 217,9 M\$ des mises en service en ÉÉ et GDP³⁷⁸, voir section 7.

[543] Ces mises en service incluent les mises en service de la MIV de 215,7 M\$ en 2026, de 217,2 M\$ en 2027 et de 215,8 M\$ en 2028. En excluant ces montants, en conformité avec la décision D-2025-114, les mises en service des actifs réglementaires sont de 617,3 M\$ en 2026, de 627,4 M\$ en 2027 et de 656,0 M\$ en 2028³⁷⁹.

Mises en service des projets majeurs

[544] Les mises en service des projets majeurs augmentent de 400,6 M\$ entre 2025 et 2028. Celles des projets autorisés par la Régie diminuent de 25,2 M\$ en 2025 à

³⁷⁷ Pièce [B-0013](#), tableau 19, p. 17.

³⁷⁸ Pièce [B-0013](#), tableau 24, p. 19.

³⁷⁹ Pièce [B-0013](#), tableau 24, p. 19.

seulement 4,3 M\$ en 2028. Les mises en service des projets autorisés par Hydro-Québec, initiés après l'entrée en vigueur de la *Loi sur la simplification*, augmentent fortement à 425,8 M\$, passant de 137,4 M\$ en 2025, à 282,6 M\$ en 2026, à 796,4 M\$ en 2027, à 563,2 M\$ en 2028³⁸⁰.

[545] Le Distributeur présente les projets majeurs autorisés par Hydro-Québec dont la mise en service finale est prévue au plus tard au 31 décembre 2028. Pour ces projets, le Distributeur présente les objectifs, la justification de la solution retenue, les bénéfices attendus et les explications des écarts entre les montants autorisés et projetés³⁸¹.

[546] Le Distributeur présente également ces informations pour le projet IMA 2.0 – pérennité du parc. Ce projet vise le remplacement de la première génération de compteurs intelligents déployée entre 2013 et 2017 et la modernisation de l'infrastructure de télécommunications. Le Distributeur prévoit un projet pilote en 2026 alors que le déploiement massif des compteurs commencera en 2027. La majorité des mises en service auront toutefois lieu après 2028³⁸².

[547] Le Distributeur présente aussi les informations relatives au projet de raccordement du parc éolien privé de Grosse-Île. Le projet n'était pas initialement considéré en tant que projet majeur³⁸³.

[548] Le Distributeur présente les explications des écarts défavorables de plus de 15 % par rapport aux montants autorisés par la Régie. Cela concerne quatre projets : le raccordement du poste De Lorimier, le raccordement du poste Saint-Jean, la réfection des vannes de l'évacuateur de crues principal de la centrale de Menihek et le raccordement du poste Saint-Patrick³⁸⁴.

³⁸⁰ Pièce [B-0013](#), tableau 19, p. 17.

³⁸¹ Pièces [B-0013](#), p. 35.

³⁸² Pièces [B-0013](#), tableau A-21, p. 35 et tableau A-37, p. 43 et [B-0120](#), R-21.2 et R-21.2.1, p. 66 et 67.

³⁸³ Pièces [B-0013](#), tableau A-21, p. 35 et tableau A-38, p. 44 et [B-0078](#), R-28.3.1, p. 70.

³⁸⁴ Pièce [B-0013](#), tableaux A-17 à A-20, p. 34 et 35.

Mises en service des projets excluant les projets majeurs

[549] Les mises en service des actifs excluant les projets majeurs augmentent de 970,5 M\$ en 2025 à 1 333,1 M\$ en 2028, soit une augmentation de 362,6 M\$. Cette augmentation s'explique principalement par l'augmentation des mises en service des catégories Croissance et Maintien des actifs, tel que le montre le tableau suivant³⁸⁵.

TABLEAU 32³⁸⁶

MISES EN SERVICE EXCLUANT LES PROJETS MAJEURS

	2024	2025		2026	2027	2028	Diff. 2025-28 M\$
	Réel	D-2025-033	Ann. de base	Ann. témoin	Ann. témoin	Ann. témoin	
Maintien des actifs	334,1	381,9	332,4	463,8	522,8	511,2	129,4
Amélioration de la qualité	4,9	0,9	8,3	12,2	3,3	3,8	2,9
Respect des exigences	68	75,5	61,4	68,5	81,1	95,1	19,6
Croissance	793,6	512,3	602,6	586,2	638,8	723,1	210,8
Total	1 200,5	970,5	1 004,8	1 130,7	1 246,0	1 333,1	362,6

[550] Les mises en service des projets excluant les projets majeurs découlent de projets de croissance de la clientèle, de réparations causées par des événements météorologiques ou du Plan de fiabilité et de résilience. Une grande portion des coûts de ces mises en service est constituée de prestations de travail interne capitalisées³⁸⁷. La stratégie et la priorisation des projets a été présentée à la section 2.1 de la pièce B-0007 du dossier R-4305-2025³⁸⁸.

[551] La hausse des mises en service de la catégorie Croissance s'explique par deux sous-catégories. Premièrement, l'augmentation des mises en service de la sous-catégorie Alimentation des abonnés reflète l'évolution du volume et de la complexité des types de demandes clients. Les coûts liés aux matériaux et aux ressources nécessaires sont aussi plus importants. Deuxièmement, la croissance des mises en

³⁸⁵ Pièce [B-0013](#), tableau 19, p. 17.

³⁸⁶ *Ibid.*

³⁸⁷ Pièce [B-0013](#), p. 18.

³⁸⁸ Pièce [B-0078](#), R-28.1, p. 69 et dossier R-4305-2025, pièce [B-0007](#), p. 15.

service de la sous-catégorie Réseau de distribution découle des solutions intégrées au portefeuille pour renforcer la résilience du réseau de Distribution³⁸⁹.

[552] L'augmentation des mises en service de la catégorie Maintien s'explique principalement par la sous-catégorie Réseau de distribution, découlant de la stratégie réseau du Distributeur³⁹⁰. Conformément à sa stratégie de maintenance et de renouvellement des actifs, et considérant le vieillissement des actifs et la volonté d'améliorer la fiabilité du réseau, il prévoit une augmentation des mises en service de cette sous-catégorie³⁹¹.

[553] La hausse des mises en service de la catégorie Respect des exigences, de 19,6 M\$, s'explique principalement par la hausse des droits d'émissions de GES³⁹².

Contributions internes

[554] Les mises en service des contributions internes sont de 914,2 M\$ en 2026, de 220,5 M\$ en 2027 et de 863,1 M\$ en 2028. Ces contributions internes s'expliquent principalement par les contributions requises par le Transporteur en raison de projets en croissance³⁹³.

[555] Le Distributeur indique que les tarifs de Transport servent de base pour calculer l'allocation maximale. Cette allocation maximale sert à déterminer les montants dans les allocations, qui permettent de calculer les contributions internes³⁹⁴. Les contributions internes du Distributeur sont simplement la résultante des contributions reçues par le Transporteur et que la conciliation des contributions est défendue du côté du Transporteur. Le Distributeur ne fait qu'accueillir les montants calculés par le Transporteur³⁹⁵.

³⁸⁹ Pièce [B-0078](#), R-28.3, p. 70.

³⁹⁰ Pièce [B-0013](#), 18 et [B-0078](#), p. 69, R-28.1.

³⁹¹ Pièce [B-0078](#), R-28.1.1, p. 69 et 70.

³⁹² Pièce [B-0078](#), R-28.2, p. 70.

³⁹³ Pièce [B-0013](#), tableau 19, p. 17.

³⁹⁴ Pièce [A-0059](#), p. 15.

³⁹⁵ Pièce [A-0059](#), p. 14.

11.3 POSITIONS DES INTERVENANTS

[556] La FCEI constate que la base de tarification du Distributeur inclut des sommes importantes liées aux contributions du Distributeur aux projets d'ajout de charge et de ressources du Transporteur. Considérant la combinaison de l'importance des sommes en jeu, de l'horizon de 3 ans du présent dossier et de l'historique du Transporteur en matière de prévision des mises en service, l'intervenante est préoccupée de possibles écarts. Dans ce contexte, la FCEI recommande la mise en place d'un compte d'écarts afin de capter les écarts relatifs aux contributions internes sur les revenus requis du Distributeur³⁹⁶.

[557] UC rappelle que la Régie a confirmé, dans sa décision D-2025-124, que le Plan d'action 2035 n'est pas enchâssé dans la Loi³⁹⁷. Selon UC, les investissements prévus en transport et en distribution ne peuvent justifier, à eux seuls, une augmentation immédiate et significative des revenus requis, surtout lorsque ces investissements sont arrimés à des cibles prospectives qui ne sont pas enchâssées dans la Loi et qui demeurent susceptibles d'être révisées dans le cadre du PGIRE³⁹⁸.

11.4 OPINION DE LA RÉGIE

[558] Tel que l'indique la Régie à la section 10.1.3, elle demande au Distributeur d'apporter les ajustements de concordance liés à sa décision D-2025-114³⁹⁹ concernant les dépenses de MIV. La Régie demande également au Distributeur d'ajuster la base de tarification en fonction de la décision D-2025-124, en conformité avec la pièce B-0176⁴⁰⁰.

³⁹⁶ Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 11 et 12.

³⁹⁷ Pièce [C-UC-0032](#), p. 14.

³⁹⁸ Pièce [C-UC-0032](#), p. 22.

³⁹⁹ Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-114](#).

⁴⁰⁰ Pièce [B-0167](#), tableau E-10B, p. 4.

[559] La Régie constate une très forte augmentation de la base de tarification sur le cycle tarifaire. Elle note toutefois que le Distributeur est confiant de réaliser les mises en service prévues.

[560] La Régie rappelle toutefois que le Distributeur n'est pas assujéti à l'article 73 de la Loi et, en conséquence, la Régie n'a pas approuvé les investissements du Distributeur. De plus, l'article 50 de la Loi 24 indique que les actifs destinés à la distribution d'électricité sont présumés prudemment acquis et utiles.

[561] Considérant les budgets pour l'ÉE et GDP approuvés à la section 7, **la Régie fixe les investissements en ÉE et en GDP à 532,3 M\$ en 2026, à 541,1 M\$ en 2027 et à 566,0 M\$ en 2028. Cela représente des coupes de -79,8 M\$ en 2026, de -81,2 M\$ en 2027 et de -84,8 M\$ en 2028 comparativement aux montants d'investissement en ÉE et en GDP demandés par le Distributeur.**

[562] La Régie note que la décision D-2026-008⁴⁰¹, relative au dossier tarifaire du Transporteur, demande à ce dernier d'apporter des ajustements au calcul des contributions requises du Distributeur. Considérant les montants autorisés pour les projets de renforcement du réseau de la vallée du Saint-Laurent en 2027 et AO éolien 2023-01, le Transporteur estime que les contributions requises du Distributeur sont de 867,8 M\$ en 2026, de 0 M\$ en 2027 et de 606,6 M\$ en 2028⁴⁰². Les contributions requises du Distributeur calculées par le Transporteur dans sa demande initiale étaient de 864,4 M\$ en 2026, de 169,6 M\$ en 2027 et de 819,6 M\$ en 2028⁴⁰³.

[563] **La Régie demande au Distributeur d'assurer la conformité des contributions internes avec la décision D-2026-008. Bien que la Régie soit consciente des risques encourus pour faire des prévisions pour les trois prochaines années, elle juge qu'il est prématuré, à ce moment-ci, de procéder à la création d'un CÉR pour capter les écarts relatifs aux contributions internes sur les revenus requis du Distributeur.**

⁴⁰¹ Dossier R-4306-2025, décision [D-2026-008](#), p. 74.

⁴⁰² Dossier R-4306-2025, pièce [B-0108](#), p. 5.

⁴⁰³ Dossier R-4306-2025, pièce [B-0009](#), p. 14, 16 et 18.

[564] **Considérant les impacts des décisions D-2025-114 et D-2025-124 ainsi que ce qui précède, la Régie estime que la base de tarification du Distributeur, selon la moyenne des 13 soldes, est de 16 595,1 M\$ en 2026, de 18 697,2 M\$ en 2027 et de 20 449,8 M\$ en 2028.**

[565] **La Régie demande au Distributeur de recalculer la base de tarification, en tenant compte de la présente décision, ainsi que des décisions D-2025-114⁴⁰⁴, D-2025-124⁴⁰⁵ et D-2026-008⁴⁰⁶ et de tout ajustement de concordance.**

12 RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

[566] Les paramètres financiers et le calcul du coût du capital prospectif ont fait l'objet de la section 6.2 de la décision D-2025-124 du dossier R-4305-2025⁴⁰⁷. Conformément à cette décision, le coût moyen pondéré du capital est de 5,984 % en 2026, de 5,926 % en 2027 et de 5,913 % en 2028⁴⁰⁸.

[567] **Considérant les montants de la base de tarification autorisés à la section 11. Ainsi, la Régie estime les rendements sur la base de tarification sont de 992,9 M\$ en 2026, de 1 108,3 M\$ en 2027 et de 1 209,9 M\$ en 2028.**

⁴⁰⁴ Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-114](#).

⁴⁰⁵ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#).

⁴⁰⁶ Dossier R-4306-2025, décision [D-2026-008](#).

⁴⁰⁷ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#), p. 39 et 40.

⁴⁰⁸ Dossier R-4305-2027, décision [D-2025-124](#), tableau 3, p. 40.

13 REVENUS REQUIS DU PROJET BRCC

13.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[568] Dans sa décision D-2019-127⁴⁰⁹, la Régie a approuvé la demande du Distributeur relative à l'établissement d'un réseau de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques légers déposée en vertu de l'article 52.1.2 de la Loi. Le Distributeur poursuit sa stratégie de déploiement des infrastructures de recharge rapide, visant le déploiement de 2 530 bornes d'ici à 2030⁴¹⁰.

[569] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les revenus requis pour poursuivre son plan de déploiement des infrastructures de recharge. Son objectif est d'atteindre la cible de 2 530 BRCC à l'horizon 2030. Pour les années 2026 à 2028, l'impact du plan sur les revenus requis du Distributeur est négatif, passant de -3,6 M\$ en 2026 à -37,7 M\$ en 2028⁴¹¹, en raison du fait qu'aucun coût d'approvisionnement n'est appliqué pour le Projet BRCC tel que plus amplement décrit au paragraphe 582 de la présente décision⁴¹².

⁴⁰⁹ Dossier R-4060-2018, décision [D-2019-127](#), p. 24.

⁴¹⁰ Pièce [B-0013](#), p. 20.

⁴¹¹ Pièce [B-0013](#), tableau 27, p. 21.

⁴¹² Pièce [B-0013](#), tableau 27, p. 21.

TABLEAU 33⁴¹³

IMPACT DU PROJET BRCC SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

Revenu requis (en millions de \$)	2025 année autorisée	2026 année témoin	2027 année témoin	2028 année témoin
Frais de recharge aux bornes	17,9	33,1	53,1	83,7
Revenus d'unité de conformité - RCP	8,3	-	-	-
Revenus total	26,2	33,1	53,1	83,7
Charges d'exploitation	2,8	14,7	18,5	22,3
Amortissement - actifs non réglementaires	6,6	10	12,8	16,2
Rendement - actifs non réglementaires	3,4	4,8	5,9	7,4
Dépenses totales	12,8	29,4	37,2	46
Impacts sur les revenus requis	-13,4	-3,6	-15,9	-37,7

[570] Les charges d'exploitation du Projet BRCC augmentent de 19,5 M\$ sur l'horizon tarifaire⁴¹⁴. Ces charges, classées dans la sous-activité Mobilité pour le Distributeur, ont été présentées dans le cadre du dossier R-4305-2025⁴¹⁵.

[571] Dans sa décision D-2019-127⁴¹⁶, la Régie a exclu les actifs du Projet BRCC de la base de tarification du Distributeur. Ces actifs sont donc conservés hors base. Toutefois, les coûts du Projet BRCC comprennent l'amortissement et le rendement des actifs. Le Distributeur explique que les coûts seraient équivalents si le non-réglementé facturait au Distributeur les coûts du Projet BRCC⁴¹⁷.

[572] Les coûts d'approvisionnement des bornes ne sont pas comptabilisés dans les coûts du Projet BRCC. Le Distributeur indique que les besoins du Projet BRCC, tant en énergie qu'en puissance, sont intégrés dans la prévision de la demande et qu'il approvisionne cette demande⁴¹⁸.

⁴¹³ Tableau établi à partir de pièce [B-0013](#), tableau 7, p. 11, tableau 9, p. 12 et tableaux 26 et 27, p. 21, dossier R-4305-2025, pièce [B-0011](#), tableau 10, p. 24 et dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0047](#), tableau B-6, p. 50.

⁴¹⁴ Pièce [B-0013](#), tableau 27, p. 21, et dossier R-4305-2025, pièce [B-0011](#), tableau 10, p. 24.

⁴¹⁵ Dossier R-4305-2025, pièce [B-0011](#), p. 23 et 24.

⁴¹⁶ Dossier R-4060-2018, décision [D-2019-127](#), p. 24.

⁴¹⁷ Pièce [A-0044](#), p. 119.

⁴¹⁸ Pièce [B-0120](#), R-22.5.1, p. 76 et 77.

[573] Les revenus du Projet BRCC comprennent deux volets :

- Le premier : Les frais de recharges aux bornes augmentent de 17,9 M\$ en 2025 à 83,7 M\$ en 2028. Cette augmentation s'explique par l'accroissement du nombre de bornes (de 1 371 en 2025 à 2 053 en 2028), par l'offre accrue de bornes de 180 kW et 350 kW ainsi que par l'accroissement significatif du taux de fréquentation⁴¹⁹.
- Le deuxième volet correspond aux revenus provenant de la revente des unités de conformité que la recharge de véhicules électriques permet de générer. Dans le présent dossier, le Distributeur ne prévoit aucun revenu pour la revente d'unités de conformité sur le cycle tarifaire. Il justifie cette prévision par l'incertitude entourant le contexte économique et réglementaire actuel⁴²⁰. Considérant l'évolution du marché, le Distributeur juge conservateur et prudent de ne prévoir aucun revenu provenant de la revente d'unité de conformité⁴²¹.

13.2 POSITION DES INTERVENANTS

[574] La FCEI note que la vente d'unités de conformité est discrétionnaire, le Distributeur pouvant décider de les vendre ou de les conserver⁴²². L'intervenante soumet aussi que la prévision de revenu nul ne constitue pas une réponse adéquate à l'incertitude évoquée par le Distributeur. L'intervenante recommande que le Distributeur réalise une projection raisonnable des revenus provenant de la revente d'unités de conformité⁴²³.

[575] La FCEI recommande, aux fins de l'établissement du revenu requis, de prévoir des revenus de 12 M\$, 14 M\$ et 18 M\$ respectivement pour les années témoin 2026 à 2028 pour la vente d'unité de conformité. Pour sa recommandation, la FCEI utilise le prix moyen des ventes en 2025 qu'elle a calculé, soit 184 \$ par unité. Elle fait aussi

⁴¹⁹ Pièce [B-0013](#), p. 13.

⁴²⁰ Pièce [B-0013](#), p. 13.

⁴²¹ Pièce [A-0040](#), p. 44 et 45.

⁴²² Pièce [A-0052](#), p. 272.

⁴²³ Pièce [C-FCEI-0018](#), p. 10.

l'hypothèse que le Distributeur vend chaque année la moitié des unités accumulées lors de l'année précédente⁴²⁴.

[576] De plus, la FCEI recommande la mise en place d'un CER pour capter les écarts entre les revenus de revente réels et la prévision du Distributeur. Selon l'intervenante, l'incertitude évoquée par le Distributeur et la discrétion dont il dispose quant à la concrétisation ou non de ces transactions justifient la création d'un tel compte⁴²⁵.

13.3 OPINION DE LA RÉGIE

[577] La Régie considère que les dépenses attribuées au Projet BRCC sont bien expliquées et utiles à l'exploitation du réseau de bornes de recharge publiques.

[578] En conséquence, la Régie approuve les revenus requis à l'exception de la revente d'unités de conformité, pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques présenté par le Distributeur au tableau 27 de la pièce B-0013⁴²⁶.

[579] Au niveau des revenus, tout comme la FCEI, la Régie juge que l'absence d'une prévision du Distributeur pour la revente d'unités de conformité sur l'ensemble du cycle tarifaire est peu réaliste. Compte tenu de l'incertitude réglementaire évoquée par le Distributeur, la Régie comprend la difficulté associée à l'établissement d'une telle prévision mais considère que la proposition de la FCEI est plus équilibrée que celle du Distributeur. En effet, l'utilisation du prix moyen des ventes en 2025 de 184 \$ par unité et de l'hypothèse que le Distributeur vend à chaque année la moitié des unités accumulées lors de l'année précédente permet un compromis acceptable entre la vente de toutes les unités et la vente d'aucune unité.

[580] Pour ces motifs la Régie retient la proposition de la FCEI et demande au Distributeur d'inclure aux fins de l'établissement du revenu requis, des revenus de

⁴²⁴ Pièce [C-FCEI-0018](#), p. 10.

⁴²⁵ Pièce [C-FCEI-0018](#), p. 9 et 10.

⁴²⁶ Pièce [B-0013](#), tableau 27, p. 21.

12 M\$, 14 M\$ et 18 M\$ respectivement pour les années témoin 2026, 2027 et 2028 pour la vente d'unités de conformité.

[581] Par ailleurs, considérant l'incertitude entourant la revente des unités de conformité, la Régie demande au Distributeur de créer un CER pour capter les écarts provenant des montants réels de reventes d'unités de conformité comparativement aux montants approuvés par la Régie dans la présente décision. Le traitement de ce compte sera déterminé dans le dossier à venir d'HQTD sur le MTSM.

[582] Dans le but de suivre l'évolution des revenus requis du Projet BRCC, la Régie demande au Distributeur de déposer, lors des prochains dossiers tarifaires, les informations contenues à la section 3 de la pièce B-0013⁴²⁷. La Régie demande au Distributeur de s'assurer que le tableau montrant l'impact du Projet BRCC sur les revenus requis⁴²⁸ inclut les années historiques et de base, tel que demandé à la section 3. En sus de ces informations, la Régie demande au Distributeur de présenter et d'expliquer l'évolution des différentes composantes des revenus requis du Projet BRCC sur l'horizon tarifaire. La Régie demande également au Distributeur de présenter et d'expliquer les évolutions annuelles des revenus requis du Projet comparativement au cycle tarifaire précédent.

[583] Enfin, comme l'indique le Distributeur, la Régie retient qu'il n'y a pas de coût d'approvisionnement pour le Projet BRCC et que les besoins, tant en énergie qu'en puissance, des bornes du projet BRCC sont intégrés dans la prévision de la demande du Distributeur. Bien que les coûts en énergie et puissance ne soient pas attribués au Projet BRCC, ils sont tout de même inclus dans les revenus requis du Distributeur. Conséquemment, ces coûts sont supportés par la clientèle du Distributeur. La Régie considère qu'il est pertinent de suivre l'évolution des besoins d'approvisionnement du projet BRCC. **En conséquence, elle demande au Distributeur de déposer le tableau R-22.7 de la pièce B-0120⁴²⁹ lors des prochains dossiers tarifaires.**

⁴²⁷ Pièce [B-0013](#), section 3, p. 20 et 21.

⁴²⁸ Pièce [B-0013](#), tableau 27, p. 21.

⁴²⁹ Pièce [B-0120](#), tableau R-22.7, p. 78.

14 REVENUS REQUIS

[584] Lors du dépôt de sa Demande, le Distributeur soumet des revenus requis de 15 764,5 M\$ en 2026, de 16 546,8 M\$ en 2027 et de 17 494,5 M\$ en 2028⁴³⁰.

TABEAU 34⁴³¹

COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS DANS LA DEMANDE INITIALE DU DISTRIBUTEUR

Revenus requis (en millions de \$)	2024 Réel	2025		2026 Ann. témoin	2027 Ann. témoin	2028 Ann. témoin	Diff 2025- 2028	
		D-2025-033	Ann. de base				M\$	% ann
Achats d'électricité	7 718,3	8 372,9	8 789,2	8 833,0	9 144,3	9 660,7	1 287,8	4,90%
Service de transport	3 125,8	3 143,2	3 143,2	3 230,2	3 344,6	3 495,8	352,6	3,60%
Charges d'exploitation	1 944,6	1 913,9	1 926,9	2 001,8	2 095,3	2 151,6	237,8	4,00%
Autres charges	919,6	1 007,1	1 011,4	1 101,0	1 257,8	1 411,6	404,4	11,90%
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(238,4)	(277,7)	(293,4)	(324,3)	(335,0)	(363,6)	(85,9)	9,40%
Frais corporatifs	44,7	53,8	48,9	48,7	51,1	53,3	(0,5)	-0,30%
Revenus autres que ventes d'électricité	(159,4)	(161,8)	(170,1)	(177,3)	(206,2)	(241,0)	(79,2)	14,20%
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	15,4	25,6	18,1	17,6	17,9	19,7	(5,9)	-8,40%
Compensation réseaux municipaux	-	-	-	20,1	25,5	31,1	31,1	
Rendement sur la base de tarification	586,3	910,6	776,1	1 013,6	1 151,4	1 275,3	364,7	11,90%
Revenus requis du Distributeur	13 956,7	14 987,6	15 250,3	15 764,5	16 546,8	17 494,5	2 506,9	5,30%

[585] Le Distributeur indique qu'il n'a pas modifié sa demande à la suite des décisions D-2025-114 et D-2025-124. Il mentionne ne pas disposer du portrait global et attendre d'autres décision de la Régie⁴³².

[586] L'AQCIE-CIFQ demande à la Régie d'attendre la décision qui sera rendue dans le dossier R-4295-2025 avant de rendre une décision finale sur les revenus requis du

⁴³⁰ Pièce [B-0013](#), p. 8.

⁴³¹ Pièce [B-0013](#), tableau 1, p. 7 et 8.

⁴³² Pièce [A-0048](#), p. 17 et 18.

Distributeur pour ledit cycle tarifaire 2026-2028. Alternativement, l'AQCIE-CIFQ demande à la Régie de décréter un tarif provisoire en attendant de se prononcer de manière finale à la lumière de la décision qui sera rendue en révision dans le dossier R-4295-2025⁴³³.

[587] La Régie se base sur les décisions présentement en vigueur. Elle ne juge pas opportun de retarder la présente décision. De plus, l'article 159 (2°) de Loi 24 stipule que la Régie doit effectuer la révision tarifaire pour les années 2026, 2027 et 2028 avant le 15 mars 2026.

[588] La Régie réfère à la section 8 respectivement pour les achats d'électricité et le service de transport.

[589] La Régie réfère à la section 10 pour les rubriques des Coûts de distribution et des services à la clientèle.

[590] Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie estime le montant des revenus requis du Distributeur à 15 763,3 M\$ pour l'année témoin 2026, à 16 406,3 M\$ pour l'année témoin 2027 et à 17 202,7 M\$ pour l'année témoin 2028, comme présenté dans le tableau suivant :

⁴³³ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 30 et 31.

TABLEAU 35⁴³⁴
ÉVOLUTION DES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

Revenus requis (en millions de \$)	2026			2027			2028			2026-2028		
	Demandés	Ajust.	Reconnus	Demandés	Ajust.	Reconnus	Demandés	Ajust.	Reconnus	Demandés	Ajust.	Reconnus
Achats d'électricité	8 833,0	(21,9)	8 811,1	9 144,3	(32,0)	9 112,3	9 660,7	(94,6)	9 566,1	27 638,0	(148,5)	27 489,5
Service de transport	3 230,2	(54,3)	3 175,9	3 344,6	(86,2)	3 258,4	3 495,8	(100,0)	3 395,8	10 070,6	(240,5)	9 830,1
Charges d'exploitation	2 001,8	169,0	2 170,8	2 095,3	142,1	2 237,3	2 151,6	146,2	2 297,9	6 248,7	457,3	6 706,0
Autres charges (incluant l'amortissement)	1 101,0	(61,2)	1 039,8	1 257,8	(107,1)	1 150,7	1 411,6	(159,9)	1 251,6	3 770,3	(328,2)	3 442,2
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(324,3)		(324,3)	(335,0)		(335,0)	(363,6)		(363,6)	(1 022,9)		(1 022,9)
Frais corporatifs	48,7		48,7	51,1		51,1	53,3		53,3	153,1		153,1
Revenus autres	(177,3)	(12,0)	(189,3)	(206,2)	(14,1)	(220,3)	(241,0)	(18,1)	(259,1)	(624,4)	(44,2)	(668,6)
Rabais sur ventes – MFR	17,6		17,6	17,9		17,9	19,7		19,7	55,2		55,2
Compensation réseaux muni.	20,1		20,1	25,5		25,5	31,1		31,1	76,7		76,7
Rendement sur la base de tarification	1 013,6	(20,7)	992,9	1 151,4	(43,1)	1 108,3	1 275,3	(65,5)	1 209,9	3 440,4	(129,3)	3 311,1
Revenus requis du Distributeur	15 764,4	(1,1)	15 763,3	16 546,8	(140,5)	16 406,3	17 494,5	(291,8)	17 202,7	49 805,6	(433,4)	49 372,3

[591] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour et de déposer, pour approbation, au plus tard le 20 mars 2026 à 12 h, l'ensemble des données relatives aux revenus requis de l'année de base 2025 et des années témoins projetées 2026, 2027 et 2028, en tenant compte des conclusions de la présente décision, des décisions D-2025-114⁴³⁵, D-2025-124⁴³⁶ et D-2026-008⁴³⁷ et de tout ajustement de concordance. La Régie demande également au Distributeur d'expliquer tout écart par rapport aux montants estimés dans le tableau précédent.

⁴³⁴ Pièce [B-0167](#), tableau établi à partir du tableau E-10A, p. 3.

⁴³⁵ Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-114](#).

⁴³⁶ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#).

⁴³⁷ Dossier R-4306-2025, décision [D-2026-008](#).

15 RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

15.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[592] Tel que requis par la décision D-2025-033⁴³⁸, le Distributeur présente la répartition du coût de service pour les années témoins 2026, 2027 et 2028⁴³⁹ selon le même format que ceux présentés au dossier R-4270-2024.

[593] Un des facteurs de répartition du coût de service utilisé par le Distributeur est le pourcentage d'abonnement aux différents tarifs. Pour ce facteur, le Distributeur utilise les données de l'année 2024, soit la dernière année historique complète. Cette approche est la même que celle des dossiers tarifaires antérieurs⁴⁴⁰.

[594] Le Distributeur juge que les données réelles de l'année 2024 constituent la meilleure approximation pour la période du cycle tarifaire. Le Distributeur soutient que le facteur de répartition du pourcentage d'abonnements ne devrait pas subir de variations matérielles sur l'horizon du cycle tarifaire⁴⁴¹.

15.2 POSITION DES INTERVENANTS

[595] L'AQCIE-CIFQ soutient qu'une projection fiable de l'évolution du nombre d'abonnements par catégorie de clients est essentielle à une répartition crédible du coût de service. Une projection fiable du nombre d'abonnements permet également de déterminer certains coûts unitaires par abonnement par catégorie tarifaire⁴⁴².

[596] L'AQCIE-CIFQ demande à la Régie d'ordonner au Distributeur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, d'indiquer ses prévisions pour le nombre d'abonnements de

⁴³⁸ Dossier R-4270-2024, [D-2025-033](#), p. 89.

⁴³⁹ Pièces [B-0141](#), [B-0142](#) et [B-0143](#).

⁴⁴⁰ Pièce [B-0151](#), p. 3.

⁴⁴¹ Pièces [B-0078](#), R-30.1, p. 73 et [B-0151](#), p. 3.

⁴⁴² Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 21.

chaque catégorie de clients, pour chaque année témoin, et d'en tenir compte pour le calcul des facteurs de répartition du coût de service⁴⁴³.

[597] UC souligne que lors de l'audience, le Distributeur a rapporté une baisse de la consommation moyenne par abonnement dans le secteur résidentiel⁴⁴⁴. Or, sur le cycle tarifaire, UC calcule plutôt une augmentation de la consommation annuelle moyenne par abonnement dans le secteur résidentiel selon la prévision de la demande du Distributeur⁴⁴⁵. UC considère que, compte tenu de cette contradiction, Le Distributeur devrait modifier soit le facteur de répartition, c'est-à-dire le nombre d'abonnements, soit la prévision de la demande⁴⁴⁶.

15.3 OPINION DE LA RÉGIE

[598] La Régie considère que les informations contenues dans les documents de la répartition du coût de service sont pertinentes et utiles à l'évaluation de la demande tarifaire du Distributeur. **La Régie demande au Distributeur de déposer l'ensemble des tableaux de la répartition du coût de service lors des prochains dossiers tarifaires selon le même modèle.**

[599] **Suivant la décision D-2026-008, la Régie demande au Distributeur d'assurer un suivi des développements qui résulteront de l'étude du dossier demandé par la Régie sur la répartition du coût de service du Transporteur. La Régie demande au Distributeur de s'assurer de la cohérence entre la méthodologie de répartition du coût de service du Transporteur et celle du Distributeur.**

[600] La Régie note que l'utilisation de la dernière année historique se justifiait dans les dossiers tarifaires précédents, couvrant une seule année témoin. Dans le présent dossier, la dernière année historique est 2024, soit un décalage de 4 années avec la dernière année témoin du présent cycle tarifaire. Conséquemment, la Régie se

⁴⁴³ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0019](#), p. 17.

⁴⁴⁴ Pièce [A-0040](#), p. 172 et 173.

⁴⁴⁵ Pièce [C-UC-0031](#), p. 16.

⁴⁴⁶ Pièce [A-0055](#), p. 235.

questionne sur la pertinence d'utiliser une seule année historique dans le contexte d'un dossier tarifaire couvrant 3 années témoins.

[601] La Régie note que la proportion des abonnements aux tarifs domestiques a augmenté depuis le dernier dossier tarifaire. Alors que dans le présent dossier, le facteur de répartition du nombre d'abonnements des tarifs domestiques est de 93,1 % en 2026⁴⁴⁷, il était de 92,7 % dans le dossier R-4270-2024 en 2025⁴⁴⁸. Cette augmentation signifie que le nombre d'abonnements domestiques augmente plus rapidement que le nombre total d'abonnements. Cette conclusion est supportée par les données du dernier rapport annuel du Distributeur. En effet, la Régie calcule que la croissance annuelle du nombre d'abonnements aux tarifs domestiques est effectivement légèrement plus élevée que la croissance du nombre total d'abonnements entre 2020 et 2024⁴⁴⁹.

[602] La Régie demande au Distributeur de considérer la possibilité d'utiliser des prévisions du nombre d'abonnements pour la répartition du coût de service dans le contexte d'un cycle tarifaire couvrant trois années témoins. La Régie demande au Distributeur de lui présenter une preuve lors du prochain dossier tarifaire sur la faisabilité de ce changement.

16 INTERFINANCEMENT

[603] Le Distributeur présente les indices d'interfinancement et rappelle que ces indices correspondent au ratio entre le poids relatif du revenu d'une catégorie de consommateurs par rapport au revenu total et le poids relatif du coût de service attribué à cette catégorie de consommateurs par rapport au coût de service total⁴⁵⁰.

⁴⁴⁷ Pièce [B-0141](#), tableau 10, p. 18.

⁴⁴⁸ Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0423](#), tableau 10, p. 18.

⁴⁴⁹ Dossier R-9001-2024, pièce [B-0016](#), tableau 3, p. 6.

⁴⁵⁰ Pièce [B-0084](#), R-6.3, p. 14 et 15.

[604] Au cours du dossier, l'AQCIE-CIFQ a questionné l'évolution et le calcul des indices d'interfinancement. L'intervenant questionnait le fait que l'indice d'interfinancement pour les grands clients industriels soit stable d'une année à l'autre. De plus, les calculs de l'intervenant donnaient des résultats différents de ceux présentés par le Distributeur⁴⁵¹.

[605] Lors de l'audience, le Distributeur a indiqué que les indices d'interfinancement sont une résultante traduisant le contexte propre à chaque année tarifaire. En conséquence, les indices d'interfinancement d'une année témoin donnée ne sont pas des intrants aux calculs des indices suivants. De plus, selon le Distributeur, les résultats obtenus par l'AQCIE-CIFQ s'expliquent par l'utilisation de valeurs arrondies⁴⁵².

[606] La Régie tient à rappeler que les indices d'interfinancement expriment l'évolution du ratio entre les revenus récupérés et les coûts engendrés par une clientèle spécifique. D'ailleurs, l'évolution des indices d'interfinancement dépend d'un grand nombre de facteurs. Certains de ces facteurs ne sont pas du ressort de la Régie, tel que le plafond imposé à la hausse des tarifs domestiques, la fin de la non-indexation de l'électricité patrimoniale pour le tarif L ainsi que les effets des années d'indexation de la grille tarifaire sans égard au coût de service.

[607] La Régie juge qu'un suivi des indices d'interfinancement par tarif est important dans le cadre d'un dossier tarifaire. Or, présentement, les indices ne sont présentés que pour les grandes catégories de clients. **La Régie demande au Distributeur d'ajouter dans le tableau 1 de la répartition du coût de service⁴⁵³ une colonne donnant les revenus après la hausse tarifaire par tarifs ainsi qu'une colonne donnant les indices d'interfinancement par tarifs.**

⁴⁵¹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0012](#), p. 24 et 25.

⁴⁵² Pièce [B-0160](#), p. 3.

⁴⁵³ Pièces [B-0141](#), tableau 1, p. 5, [B-0142](#), tableau 1, p. 5 et [B-0143](#), tableau 1, p. 5.

17 CONDITIONS DE SERVICE

17.1 INTRODUCTION DE FRAIS POUR LA TRANSMISSION DE LA FACTURE PAPIER

17.1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[608] Le Distributeur propose l'introduction de frais qui seraient facturés aux clients qui choisissent de recevoir leur facture par la poste (la Facture papier)⁴⁵⁴.

[609] Il réfère au fait que, dans le cadre de sa décision D-2017-118⁴⁵⁵, la Régie a approuvé sa proposition visant à ne pas facturer au client sa demande d'abonnement complétée au moyen d'une des options libres-services, notamment à partir d'un navigateur Web. Cette proposition envoyait un signal à sa clientèle pour l'inciter à utiliser les services Web du Distributeur. Le Distributeur souhaite poursuivre dans cette direction.

[610] Le 13 janvier 2025, Postes Canada a procédé à une hausse d'environ 25 % des tarifs d'affranchissement, attribuable à l'augmentation des coûts de livraison du courrier. En conséquence, le Distributeur estime que ses coûts postaux atteindront près de 21 M\$ en 2025, soit une augmentation de plus de 4 M\$ par rapport à 2024, et ce, malgré un niveau record d'adhésion à la facture électronique et un volume d'envois postaux historiquement bas⁴⁵⁶.

[611] Malgré la progression continue de l'adhésion de la clientèle à la facture électronique entre 2016 et 2024, le Distributeur constate que ses coûts postaux sont demeurés relativement stables sur cette période, à environ 17 M\$ par année. Cette situation s'explique par la structure même de ces coûts, composés à 90 % de frais d'affranchissement réglementés, lesquels dépendent principalement de l'évolution des tarifs postaux⁴⁵⁷.

⁴⁵⁴ Pièce [B-0009](#), p. 5.

⁴⁵⁵ Dossier R-3964-2016, décision [D-2017-118](#), p. 23.

⁴⁵⁶ Pièce [B-0009](#), p. 7.

⁴⁵⁷ *Ibid.*

[612] Le Distributeur estime que le potentiel de conversion additionnelle vers la facture électronique est limité. Il considère en conséquence que la mise en place de nouvelles campagnes publicitaires ou de promotions supplémentaires ne permettrait pas d'augmenter de manière significative le taux d'adhésion⁴⁵⁸.

[613] Il juge que même si l'adoption de la Facture numérique devait continuer de croître au cours des prochaines années, les coûts postaux resteront élevés. Il indique, par ailleurs, ne disposer d'aucune information laissant croire que les tarifs d'affranchissement réglementés pourraient diminuer ou se stabiliser à l'avenir⁴⁵⁹.

[614] Le Distributeur propose de fixer les frais pour la transmission d'une Facture papier à 1,40 \$ par facture. Le Distributeur indique qu'il y a, en date du 30 juin 2025, 1 191 345 clients qui reçoivent une Facture papier, dont 1 132 586 clients résidentiels⁴⁶⁰.

[615] Il entend exclure de l'imposition des frais trois catégories de consommateurs, soit les personnes de 75 ans et plus, les personnes qui ne disposent pas de service Internet à domicile ou de données mobiles et les personnes en cas de situations particulières, notamment en cas de problèmes informatiques ou techniques dont Hydro-Québec est à l'origine⁴⁶¹.

[616] Le Distributeur estime qu'environ 480 000 clients pourraient être visés par les situations d'exception prévues et qu'environ 50 % des clients restants migreraient vers la Facture Internet si ces frais étaient approuvés. Sur cette base, le Distributeur évalue que la mesure permettrait de générer environ 3 M\$ de revenus et de réaliser près de 9 M\$ d'économies annuelles en coûts postaux⁴⁶².

[617] Le Distributeur demande que la nouvelle modalité des CS relative à la facturation de frais pour la transmission d'une Facture papier entre en vigueur le 1^{er} avril 2026,

⁴⁵⁸ Pièce [B-0168](#), p. 43.

⁴⁵⁹ Pièce [B-0009](#), p. 7.

⁴⁶⁰ Pièce [B-0009](#), note de bas de page 10, p. 9.

⁴⁶¹ Pièce [B-0009](#), p. 17.

⁴⁶² Pièce [B-0009](#), p. 9.

tout en prévoyant que l'application effective de ces frais débute seulement le 1^{er} octobre 2026.

[618] En audience, le Distributeur indique qu'il souhaiterait que la Facture Internet devienne le service de base du Distributeur, car le taux d'adhésion de 73 % de la Facture Internet le justifie⁴⁶³.

[619] Par ailleurs, il précise être en désaccord avec l'interprétation d'OC sur la manière dont doit être transmis la facture au client. Le Distributeur souligne que l'article 11.2 des CS ne précise pas le mode de facturation ou le mode de transmission de la facturation⁴⁶⁴. L'article 11.2 ne viserait donc pas l'envoi des factures.

17.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

FCEI

[620] L'adhésion à la Facture Internet progresse de façon continue depuis une dizaine d'années, bien que la croissance ait ralenti récemment. Selon la FCEI, ce ralentissement est prévisible, dans la mesure où le bassin de clients susceptibles de migrer vers la facture électronique diminue progressivement.

[621] La FCEI estime que le taux de transition des clients de la Facture papier vers la Facture Internet constitue un indicateur plus représentatif de l'évolution de la situation. Selon l'intervenante, en 2025, environ 7,5 % de ces clients ont effectué la transition, comparativement à 8 % en 2023, 9 % en 2022 et 9,5 % en 2021. Bien que ce taux soit en diminution, la FCEI considère qu'il demeure significatif et conclut qu'il n'est pas nécessaire, à ce stade, d'imposer un frais pour la transmission des factures papier⁴⁶⁵.

⁴⁶³ Pièce [A-0050](#), p. 169.

⁴⁶⁴ Pièce [A-0061](#), p. 213.

⁴⁶⁵ Pièce [A-0059](#), p. 235.

OC

[622] OC soumet que « [...] *la migration vers la facture électronique s'effectue de façon organique et continue depuis les dix dernières années* »⁴⁶⁶, qualifiant l'argument du Distributeur d'une fausse crainte selon lequel une minorité de clients résistera toujours à la facture numérique⁴⁶⁷.

[623] OC remet en question les frais de 1,40\$ par facture, dont la justification économique est, selon elle, insuffisante. Les économies potentielles liées à la réduction de l'envoi postal sont relativement limitées au regard des impacts pour les consommateurs, d'autant plus que le Distributeur ne démontre pas de façon convaincante que les coûts résiduels de la Facture papier justifient une tarification spécifique⁴⁶⁸.

[624] OC remet en question l'argumentaire du Distributeur voulant que ses stratégies de promotion de la Facture électronique se sont révélées peu efficaces, malgré des campagnes répétées, ce qui suggère que la persistance de la Facture papier relève davantage d'un choix que d'un manque d'information⁴⁶⁹.

[625] À cet égard, OC argumente que le Distributeur n'a soumis aucune preuve démontrant que les campagnes promotionnelles n'auraient pas d'impact sur le taux de conversion. OC est plutôt d'avis que le Distributeur devrait réinstaurer les campagnes de promotion s'il veut augmenter le taux d'adhésion à la Facture électronique⁴⁷⁰.

[626] L'intervenante soumet que les CS n'autorisent pas le Distributeur à statuer que la Facture numérique sera dorénavant le mode de facturation par défaut. OC précise qu'il n'y a pas actuellement, dans les CS, de disposition spécifique mentionnant le format de la facture et de la possibilité pour le Distributeur de le changer

⁴⁶⁶ Pièce [C-OC-0022](#), p. 10.

⁴⁶⁷ Pièce [A-0069](#), p. 49.

⁴⁶⁸ Pièce [C-OC-0011](#), p. 23 à 36.

⁴⁶⁹ Pièce [C-OC-0011](#), p. 28.

⁴⁷⁰ Pièce [C-OC-0022](#), p. 10.

unilatéralement. Le texte actuel des CS indique plutôt qu'un consentement est requis⁴⁷¹.

[627] OC souligne qu'une clientèle vulnérable, non-incluse dans les exemptions prévues par le Distributeur, est à risque de préjudice si des frais sont imposés, notamment une clientèle incluant des abonnés ayant des enjeux de littéracie numérique ou d'analphabétisme⁴⁷².

[628] OC est d'avis, pour les raisons citées plus haut et parce que le Distributeur est un monopole qui offre un service essentiel, que la seule solution pour éviter de porter préjudice aux clients conservant la Facture papier est d'en maintenir la gratuité⁴⁷³.

17.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[629] À l'instar d'OC, la Régie considère que, selon les CS d'Hydro-Québec, la Facture papier est incluse dans l'offre de base du Distributeur.

[630] À la section 11.2 paragraphe c) des CS, portant sur les modes de communication entre Hydro-Québec et ses clients, il est spécifiquement écrit que le client peut utiliser son Espace client notamment pour s'inscrire à la Facture Internet. Concrètement, cela signifie que si le client ne fait aucun choix, il est donc inscrit à la Facture papier.

[631] En l'absence de disposition spécifique et portant explicitement sur la transmission de factures, la Régie juge que cette disposition s'applique aux fins de qualifier l'offre de base, et conclut donc que l'offre de référence n'est pas la Facture électronique, mais plutôt la Facture papier, tel que prévu actuellement aux CS.

[632] La Régie retient la recommandation d'OC et juge que l'imposition de frais à la transmission de Factures papier n'est pas nécessaire. La Régie constate que le présent

⁴⁷¹ Pièce [C-OC-0022](#), p. 12.

⁴⁷² Pièce [C-OC-0022](#), p. 10.

⁴⁷³ Pièce [C-OC-0022](#), p. 11.

contexte s'apparente à celui prévalant à la décision D-2024-113⁴⁷⁴, dans laquelle la Régie a refusé l'administration de frais pour la Facture papier à Énergir⁴⁷⁵.

[633] Sur ce dernier motif, bien que la croissance ait ralenti, la Régie ne voit pas d'obstacle à ce que la tendance au passage à la Facture électronique des clients d'Hydro-Québec se poursuive. La Régie n'est pas convaincue que l'incitation à opter pour la Facture électronique par l'imposition de frais soit une solution opportune à ce stade.

[634] Par ailleurs, la Régie est d'accord avec OC lorsqu'il souligne que le Distributeur n'a pas fourni de preuves convaincantes quant au manque d'efficacité de ses campagnes publicitaires⁴⁷⁶.

[635] À cet égard, elle invite le Distributeur à encourager ses clients à passer à la facture électronique via des campagnes de publicité sur internet et des publicités insérées avec les factures.

[636] La Régie est également préoccupée par la possibilité d'augmentation des frais dans le temps et le caractère imprévisible de l'évolution de tels frais. En audience, le Distributeur reconnaît qu'une augmentation éventuelle pourrait être considérée en cas d'une croissance importante des coûts postaux⁴⁷⁷. Malgré les trois cas d'exceptions mis de l'avant par le Distributeur, la Régie considère que, le cas échéant, la facture serait susceptible de représenter une pression financière induite sur la clientèle vulnérable requérant une Facture papier.

[637] De plus, le Distributeur a convenu en audience que, contrairement aux entreprises de télécommunications pour lesquelles l'offre de base est la Facture électronique et à qui des frais peuvent être imposés, dans le cas du Distributeur d'électricité détenant le monopole, il n'est pas possible pour un client d'opter pour une autre entreprise⁴⁷⁸.

⁴⁷⁴ Pièce [C-OC-0022](#), p. 11.

⁴⁷⁵ Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 135 et 136.

⁴⁷⁶ Pièce [C-OC-0022](#), p. 10.

⁴⁷⁷ Pièce [A-0050](#), audience du 14 janvier 2026, p. 74.

⁴⁷⁸ Pièce [A-0050](#), p. 173.

[638] Par ailleurs, la Régie a également des réserves quant au moyen envisagé par le Distributeur pour gérer les exceptions en question et le fait que celles-ci reposent sur l'autodéclaration. Comme exprimé en audience par le Distributeur, la vérification de l'admissibilité à une des exemptions aux frais entraînerait des coûts que celui-ci ne souhaite pas engager⁴⁷⁹. La Régie constate que l'incertitude entourant cet élément représente une faiblesse supplémentaire s'ajoutant aux enjeux liés à la proposition du Distributeur.

[639] **Pour tous ces motifs, la Régie rejette la proposition du Distributeur visant l'introduction de nouveaux frais pour la transmission d'une Facture papier aux clients qui maintiennent ou optent pour ce mode de transmission, à compter du 1^{er} octobre 2026.**

17.2 MODIFICATION À L'ARTICLE 1.3 DES CONDITIONS DE SERVICE

[640] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa proposition de modification à l'article 1.3 des CS en lien avec l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et la réattribution des quantités du bloc réservé rendues disponibles⁴⁸⁰.

[641] La proposition du Distributeur tient compte de l'article 76 de la Loi, qui stipule qu'il doit désormais obtenir une autorisation du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer de l'électricité à toute personne qui fait une demande d'une puissance d'au moins 50 kW qui a pour objet un usage cryptographique.

[642] Le 19 février 2026, le Distributeur dépose auprès de la Régie une demande relative à la fixation des tarifs centres de données et pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs⁴⁸¹. **La présente Formation se dessaisit donc de la demande de modification de l'article 1.3 des CS et demande au Distributeur de déposer la preuve concernant cette demande dans le dossier R-4333-2026.**

⁴⁷⁹ Pièce [A-0050](#), p. 171 et 172.

⁴⁸⁰ Pièce [B-0009](#), p. 10.

⁴⁸¹ Dossier [R-4333-2026](#).

18 MODIFICATIONS AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

18.1 TARIF POUR LES SURCONSOMMATEURS DE LA CLIENTÈLE

18.1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[643] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la mise en place d'un nouveau tarif domestique obligatoire pour les clients dits « surconsommateurs » (tarif DS), soit ceux dont la consommation annuelle excède 50 000 kWh, ainsi que l'introduction d'un tarif Flex DS.

[644] Ce nouveau tarif vise à envoyer un signal de prix aux grands consommateurs d'électricité pour les inciter à réduire leur consommation⁴⁸² et encourager des comportements favorisant l'efficacité énergétique et la mise en place de mesures concrètes. La demande inclut également l'abrogation du tarif DP au 31 mars 2027 et la migration automatique des clients, inscrits au tarif D, concernés vers le tarif DS à compter du 1^{er} avril 2027.

[645] Le Distributeur définit la clientèle visée comme celle excédant les 50 000 kWh par année. Leurs caractéristiques ont été définies à la suite d'un sondage effectué par le Distributeur auprès de plus de 1 350 clients, dont 350 ont été identifiés comme surconsommateurs. Parmi ces surconsommateurs :

- 96 % sont propriétaires et 98 % habitent une maison individuelle. À titre comparatif, les taux sont de 63 % et 54 % respectivement pour l'ensemble de la clientèle domestique;
- Leur consommation moyenne est de 3,5 fois supérieure à celle de la clientèle domestique;
- 18 % détiennent un ou plusieurs thermostats connectés et contrôlables, comparativement à 8 % pour l'ensemble de la clientèle;
- 6 fois plus de clients surconsommateurs possèdent un spa et 3,5 fois plus de piscines que l'ensemble de la clientèle domestique.

⁴⁸² Pièce [B-0006](#), p. 17.

Proposition et calibration

[646] Ainsi pour les clients consommant un volume annuel de 50 000 kWh, le Distributeur propose une structure pour le tarif DS basée sur celle du tarif D à laquelle s'ajouterait une 3^e tranche. Cette tranche, s'appliquerait à la consommation au-dessus d'un seuil quotidien de 135 kWh, et serait facturée à un prix plus élevé que la 2^e tranche. Lors de la première année d'application, le prix de la 3^e tranche serait calibré de telle sorte que la facture moyenne de cette catégorie de clients nouvellement définie serait de 2 % supérieure à la facture moyenne de cette même catégorie calculée au tarif D⁴⁸³.

[647] 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 D⁴⁸⁴.

Impact sur la clientèle

[648] L'objectif du Distributeur avec la majoration annuelle et récurrente de 2 % sur la 3^e tranche par rapport à la hausse appliquée au tarif D, est d'envoyer un signal de prix aux surconsommateurs pour les inciter à réduire leur consommation. Le Distributeur présente l'impact sur la facture pour le surconsommateur moyen :

TABLEAU 36⁴⁸⁵

Impact sur la facture du surconsommateur moyen

	2026	2027	2027
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.

⁴⁸³ Pièce [B-0006](#), p. 17.

⁴⁸⁴ Pièce [B-0006](#), p. 15 et 16.

⁴⁸⁵ Tableau recréé à partir de la pièce [B-0006](#), tableau 13, p. 18.

[649] Le Distributeur affirme vouloir poursuivre sa volonté d'envoyer un signal de prix aux grands consommateurs d'électricité afin de les sensibiliser à en faire un meilleur usage.

[650] Le Distributeur propose un tarif où seule la consommation excédant le seuil de la 2^e tranche se trouvera facturée à un prix différent de ceux applicables au tarif D. De plus, l'écart entre les prix de la 2^e et de la 3^e tranche est initialement modeste et le demeure pendant quelques années. La mécanique de l'indexation additionnelle fait en sorte qu'un écart comparable à celui séparant les prix de la 1^{ère} et de la 2^e tranche n'est atteint qu'après plusieurs années.

[651] Le Distributeur propose d'exclure les MFR du tarif DS. Actuellement, les MFR sont identifiés selon un processus d'autodéclaration qui sert notamment à la gestion du processus de recouvrement. Ce même mécanisme serait adapté afin d'identifier les clients concernés et éligibles à l'exemption du tarif DS⁴⁸⁶.

[652] En ce qui concerne le passage effectif d'un tarif à l'autre, le Distributeur entend introduire une procédure de transfert automatique entre les tarifs D et DS ainsi que Flex D et Flex DS. Une telle procédure permettra de simplifier les communications avec la clientèle et de minimiser les opérations manuelles.

[653] Le Distributeur estime que la structure du tarif DS ainsi que le rythme prévisible à travers lequel le mécanisme d'indexation de la 3^e tranche opère donnent un caractère progressif au tarif DS, offrant suffisamment de temps au client pour s'adapter et prendre les actions nécessaires pour réduire sa consommation et rendant inutile l'utilisation d'un tarif de transition⁴⁸⁷.

Fermeture du tarif DP

[654] En vue d'une application au 1^{er} avril 2027 du tarif DS, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser l'abolition du tarif DP en conséquence. Les clients abonnés à ce tarif

⁴⁸⁶ Pièce [B-0006](#), p. 17.

⁴⁸⁷ Pièce [B-0006](#), p. 16.

seront transférés automatiquement aux tarifs D ou DS selon les dispositions prévues aux Tarifs d'électricité.

[655] Environ 90 % des clients au tarif DP ont une consommation annuelle supérieure à 50 000 kWh, et seront donc dorénavant assujettis au nouveau tarif DS⁴⁸⁸.

[656] Le Distributeur indique que plusieurs clients agricoles actuellement assujettis aux tarifs D et DP, ayant une consommation supérieure à 50 000 kWh par année, migreraient également vers ce nouveau tarif DS.

18.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

GRAME

[657] Le GRAME est en faveur d'un signal de prix favorisant une gestion efficace de la demande, donc de l'introduction d'une 3^e tranche. Il est cependant 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.

[658] En ce qui a trait à l'impact de la migration des clients du tarif DP vers le tarif DS, l'intervenant conclut que cet impact pour la clientèle au tarif DP serait plus important que pour la clientèle au tarif D.

[659] De l'avis de l'intervenant, 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 serait d'abolir cet avantage, donc de fermer le tarif DP.

[660] 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

⁴⁸⁸ Pièce [B-0006](#), p. 17.

successives, soit l'abolition du tarif DP dans un premier temps et l'application du tarif DS dans un deuxième temps.

[661] 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, puisque ceci 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.

[662] 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. L'intervenant juge que 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.

RNCREQ

[663] Le RNCREQ considère « que la structure du tarif DS n'est pas le fruit d'un processus analytique quelconque »⁴⁸⁹.

[664] Selon l'intervenant, le Distributeur ne répond pas aux questions de la Régie concernant les coûts marginaux occasionnés par les clients visés par le nouveau tarif DS, se limitant plutôt à commenter la formulation de la question⁴⁹⁰. Lorsque la Régie le questionne sur des approches alternatives, Hydro-Québec donne réponse qui, au sens du RNCREQ, « révèle que son idée est faite, sans grand souci pour les nuances »⁴⁹¹. L'intervenant juge que cette approche basée sur une détermination unilatérale par

⁴⁸⁹ Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 8.

⁴⁹⁰ Pièce [B-0074](#), R-4.4, p. 17.

⁴⁹¹ Mémoire du RNCREQ, pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 5.

Hydro-Québec, sans appui analytique, cadre mal avec le régime réglementaire en vigueur⁴⁹².

[665] Par ailleurs, le RNCREQ souligne l'importance de considérer d'autres critères encadrant une « surconsommation » pour les clients agricoles.

[666] L'intervenant remet en question le choix de créer un nouveau tarif au lieu d'ajouter des tranches au tarif D, qualifiant la création du tarif DS comme une solution simple, mais peu précise et inappropriée. À cet égard, le RNCREQ souligne que le seuil annuel des 50 000 kWh, selon les situations, peut être trop grand comme trop petit pour pouvoir être l'indicateur d'une surconsommation⁴⁹³.

[667] Le RNCREQ est d'avis qu'une solution plus efficace pour envoyer un signal de prix adéquat serait d'appliquer une hausse deux fois plus importante en 2^e tranche qu'en première. L'intervenant stipule que le tarif DS ne peut être jugé juste et raisonnable en raison de ces contradictions et que, dans ce contexte, une hausse du prix de la 2^e tranche permettrait de réunir deux éléments d'importance : un meilleur signal de prix envoyé et l'encouragement de la réduction de la charge des surconsommateurs⁴⁹⁴.

[668] Le RNCREQ souligne que la preuve du Distributeur manque de précision sur l'application du tarif DS à la clientèle aux usages agricoles. Il ajoute que « le simple fait de consommer plus de 50 000 kWh par année ne peut qualifier un établissement agricole comme un surconsommateur, et ainsi faire l'objet d'un tarif qui semble être de nature punitive⁴⁹⁵.

[669] Le RNCREQ indique que le Distributeur invoque la causalité des coûts dans sa justification pour la création de ce nouveau tarif, mais qu'il ne semble pas avoir l'intention de justifier ce tarif en fonction des coûts évités ni des coûts de service. L'intervenant juge qu'il est difficile de décrire un tarif comme juste et raisonnable en l'absence d'une telle démonstration.

⁴⁹² Mémoire du RNCREQ, pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 6.

⁴⁹³ Mémoire du RNCREQ, pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 10.

⁴⁹⁴ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 8.

⁴⁹⁵ Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 14.

[670] Lors de l'audience, l'intervenant souligne une contradiction du Distributeur⁴⁹⁶. Il indique dans sa preuve que « la surconsommation contribue naturellement à l'accroissement des besoins en approvisionnements du Distributeur » et que « 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 »⁴⁹⁷.

[671] Le RNCREQ recommande à la Régie de suspendre son approbation du tarif DS en attendant une démonstration que ce tarif est juste et raisonnable, d'exclure la clientèle agricole du tarif DS, dans l'intervalle, et d'appliquer le signal de prix à la 2^e tranche du tarif D pour intervenir dès maintenant sur la surconsommation.

ROEE

[672] Le ROEE est d'avis qu'Hydro-Québec n'a pas fait la démonstration que le tarif DS produirait des économies d'énergie qui contribueront à l'atteinte de la cible de 21 TWh d'économie d'énergie d'ici 2035⁴⁹⁸.

[673] L'intervenant souligne que la différence du tarif DS sur la facture annuelle d'environ 10 000 \$ d'un surconsommateur moyen sera de moins de 200 \$ en 2027 et de moins de 300 \$ en 2028. Le ROEE est d'avis qu'une telle variation sur une facture d'électricité d'un grand consommateur pourrait aisément équivaloir à toute variation de coût de chauffage et de climatisation qui résulterait d'un aléa climatique, tel un hiver plus froid ou un été plus chaud que la moyenne.

[674] L'intervenant souligne que pour la clientèle présentement abonnée au tarif DP, l'impact du tarif DS serait de plus de 1 000 dollars sur une facture annuelle d'un « surconsommateur moyen » d'un peu plus de 20 000 dollars⁴⁹⁹.

⁴⁹⁶ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 7 et 8.

⁴⁹⁷ Pièce [B-0006](#), p. 14.

⁴⁹⁸ Pièce [C-ROEE-0015](#), p. 10.

⁴⁹⁹ Pièce [B-0078](#), p. 51.

[675] Le ROEE soutient l'UPA dans son inquiétude concernant les entreprises agricoles, à risque selon les intervenants d'être pénalisées financièrement sans engendrer de réels gains en matière de gestion de la demande énergétique.

[676] Le ROEE considère qu'Hydro-Québec omet de cibler la clientèle domestique au tarif DT, qui constitue pourtant un important regroupement de surconsommateurs. Selon lui, ce tarif, avantageux toute l'année, incite à des usages énergivores comme le chauffage de piscines, contrairement au tarif DS qui vise à réduire ces comportements.

[677] L'intervenant calcule qu'un client au tarif DT qui atteindrait 38 750 kWh par année serait un surconsommateur au même titre qu'un client au tarif D qui consomme 50kWh annuellement⁵⁰⁰.

UPA

[678] L'UPA souligne que le secteur agricole présente un profil énergétique fondamentalement distinct de celui de la clientèle résidentielle, marqué par une consommation plus élevée qui découle d'exigences productives essentielles.

[679] En raison de l'usage d'équipements indispensables tels que la ventilation forcée, la réfrigération, les pompes, l'éclairage spécialisé ou la robotique, un client agricole dépasse généralement 30 000 kWh de consommation annuellement. L'UPA insiste sur le fait que ces usages ne sont ni compressibles ni déplaçables sans compromettre le bien-être animal, la qualité des produits ou la sécurité des installations.

[680] L'UPA soutient que l'introduction du tarif DS — conçu pour cibler la surconsommation résidentielle non essentielle — exerce un effet disproportionné sur les entreprises agricoles. Parmi les quelque 50 000 clients appelés à migrer vers ce tarif, près de 8 821 proviennent du secteur agricole, soit près de 20 % des clients agricoles aux tarifs D et DP, alors que ce groupe représente une fraction minime de la clientèle globale. L'intervenante y voit une démonstration claire que les producteurs deviennent des victimes collatérales d'une mesure qui ne les vise pas⁵⁰¹.

⁵⁰⁰ Pièce [C-ROEE-0015](#), p. 12.

⁵⁰¹ Pièce [C-UPA-0017](#), p. 12.

OC

[681] OC rappelle que l'objectif du tarif DS est d'envoyer un signal de prix pour décourager la surconsommation. Toutefois, l'intervenante estime que ce signal demeurera peu efficace, car une large part des usages résidentiels est incompressible : chauffage hivernal, eau chaude, besoins domestiques essentiels, appareils liés à la santé ou au travail. OC considère que l'approche risque donc de punir des consommations nécessaires plutôt que d'atteindre sa cible réelle.

[682] OC considère que le tarif DS, dans sa forme actuelle, risque de viser des clients qui n'ont ni les moyens ni la flexibilité nécessaire pour s'adapter, tout en générant des pressions tarifaires significatives. L'intervenante juge qu'un signal de prix ne peut être efficace s'il touche principalement des consommations essentielles et recommande donc une mise en œuvre graduelle, mieux ciblée et assortie de protections adéquates⁵⁰².

[683] OC considère que les ménages qui ne peuvent pas rénover leur logement ou modifier leurs équipements risquent de subir année après année les hausses associées au tarif DS. L'intervenante craint que ce mécanisme entraîne une amplification des inégalités tarifaires. Elle estime que la mesure pourrait ainsi se transformer en dispositif punitif plutôt qu'incitatif, sans réduction réelle de la demande.

[684] L'intervenante estime que le tarif DS doit compléter, et non remplacer, le tarif D. Pour atteindre les objectifs recherchés sans imposer un choc tarifaire aux ménages vulnérables, OC recommande plutôt de mener des campagnes d'information ciblées sur les actions réellement efficaces, une meilleure visibilité des tarifs unitaires, des alertes automatisées en cas de consommation élevée une indexation plus prévisible et modérée et le maintien d'un accès au tarif D pour les clients chauffés à l'électricité une migration graduelle et mieux encadrée vers le DS, plutôt qu'automatique⁵⁰³.

⁵⁰² Pièce [C-OC-0011](#), p. 16.

⁵⁰³ Pièce [C-OC-0022](#), p. 4.

UC

[685] UC reproche à la proposition du Distributeur de comporter une « multiplication d'angles morts »⁵⁰⁴. Selon l'intervenante, le Distributeur identifie aisément les abonnements qui seront concernés par le tarif DS, mais ne dispose pas d'informations détaillées sur les ménages et individus qui en subiront les impacts financiers.

[686] UC souligne que la présentation du profil de consommateur à partir d'une liste d'usages considérés comme luxueux pour expliquer une consommation élevée ne reflète pas l'ensemble des situations.

[687] UC ajoute aussi que le Distributeur exclut le tarif DM et le tarif DT, qui comptent de nombreux gros consommateurs d'électricité, du domaine d'application du tarif DS.

[688] L'intervenante indique que le tarif DS ne considère pas les immeubles collectifs d'habitation qui sont au tarif DM et qui consomment annuellement 112 94 kWh, un « gros » consommateur selon la définition du Distributeur. Pourtant, le Distributeur indique que les clients du tarif DM ne peuvent être soumis au tarif DS parce qu'ils profitent d'un droit acquis.

RTIEÉ

[689] Le RTIEÉ considère que le tarif DS obligatoire dès 2027 pour les clients consommant plus de 50 000 kWh, sauf les MFR, constitue un incitatif raisonnable pour réduire la surconsommation, mais estime que certains aspects doivent être ajustés pour éviter des effets contreproductifs. Il insiste notamment pour que les clients du tarif DS conservent l'accès au « Crédit hivernal » et à « Hilo », et appuie la création d'un tarif Flex DS afin de maintenir un signal efficace en période de pointe.

[690] L'intervenant recommande aussi d'exclure les clients agricoles du tarif DS, puisqu'ils n'ont généralement pas de marge de manœuvre pour réduire leur consommation sans affecter leur production.

⁵⁰⁴ Pièce [C-UC-0019](#), p. 19.

[691] Le RTIEÉ juge inappropriée l'application du tarif DS aux multiplex et grands immeubles résidentiels à compte unique, car elle ne correspond pas à la consommation réelle par logement. Il propose plutôt de les transférer au tarif G lorsqu'ils dépassent 50 kW/mois, ou de redéfinir le tarif DS selon le nombre d'unités pour assurer une tarification plus équitable.

18.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[692] Le paragraphe 1 de l'article 161 de la Loi 24 précise que la Régie doit fixer un ou plusieurs tarifs ou conditions de service de distribution d'électricité applicables à compter du 1^{er} avril 2026 à la clientèle domestique de manière à favoriser la diminution de la consommation d'électricité en période de pointe ainsi qu'un tarif ou des conditions de service de distribution d'électricité applicables à cette clientèle qui varient en fonction de l'intensité énergétique.

[693] Dans ce contexte, la Régie a entendu la preuve d'Hydro-Québec visant à introduire le tarif DS pour les consommateurs d'électricité dont le volume excède 50 000 kWh par année.

[694] D'entrée de jeu, la Régie rejette la proposition relative au tarif DS et conséquemment, le tarif Flex DS qui l'accompagne.

[695] Le Distributeur admet que le tarif DS n'est pas le fruit d'une analyse économique⁵⁰⁵. D'ailleurs, la Régie note que le seuil de 50 000 kWh équivaut au triple de la consommation moyenne des clients domestiques. Or, ce seuil ne peut, à lui seul, permettre de comprendre comment le signal de prix visé par le tarif DS pourrait se traduire par une baisse de la consommation. En audience, le Distributeur a reconnu qu'il ne disposait d'aucune étude de sensibilité au prix ni de prévisions de réductions de la consommation.

⁵⁰⁵ Pièce [B-0074](#), p. 19.

[696] Quant au sondage réalisé par le Distributeur en appui à sa proposition pour le tarif DS, la Régie considère que celui-ci apporte peu d'information pour comprendre la raisonnabilité du seuil et du tarif DS.

[697] De plus, la Régie retient du témoignage du Distributeur qu'il n'y a pas de différence de coût unitaire entre le tarif D et le tarif DS, un kW/h au tarif D est équivalent au kW/h du tarif DS⁵⁰⁶. La Régie comprend donc que deux clients domestiques qui ont le même usage, soit le chauffage, pourraient avoir des tarifs distincts sans que cette tarification repose sur des fondements économiques ou que cette discrimination soit justifiée.

[698] Pour la Régie, un signal de prix n'est efficace que s'il est perceptible et qu'il peut amener véritablement le consommateur à changer ses habitudes de consommation. Notamment, le Distributeur n'a pas expliqué comment la mise en place du tarif DS pourrait inciter un surconsommateur à réduire sa consommation sachant que 73 % de cette catégorie de clients dispose d'une thermopompe, soit plus du double du taux observé sur le marché résidentiel⁵⁰⁷.

[699] La Régie note également que l'application d'un nouveau tarif pour la clientèle domestique doit varier en fonction de l'intensité énergétique. Or, le Distributeur n'a pas démontré que le tarif DS satisfait cette exigence. Il a même admis que c'est très difficile d'aller mesurer l'intensité énergétique de leurs consommateurs⁵⁰⁸.

[700] La Régie a tenté d'obtenir des précisions sur l'horizon pressenti au terme duquel la hausse de la facture du client consommant plus de 50 000 kWh/an, , aurait un effet sur sa consommation. Pour le Distributeur, le « seuil précis au-delà duquel un client visé par le tarif DS réduirait sa consommation d'électricité est propre à chaque client »⁵⁰⁹.

[701] En audience, lorsqu'interrogé sur les projections à plus longs termes, ainsi que sur l'année à partir de laquelle la hausse de la facture inciterait les clients à adopter les

⁵⁰⁶ Pièce [A-0050](#).

⁵⁰⁷ Pièces [B-0061](#) et [A-0050](#).

⁵⁰⁸ Pièces [A-0050](#).

⁵⁰⁹ Pièce [B-0073](#), R-24.1, p. 50.

changements de comportement escompté, le témoin du Distributeur s'est abstenu de se prononcer sur la trajectoire après 2028⁵¹⁰.

[702] La Régie considère qu'une projection de l'évolution du signal de prix aurait permis une meilleure appréciation de l'efficacité du signal de prix dans le temps et, par conséquent, de renforcer l'expectative que la structure tarifaire proposée permette d'atteindre les objectifs visés par le Distributeur.

[703] Quant à la clientèle agricole qui pourrait être affecté par le tarif DS, le Distributeur ne propose aucune exemption à celle-ci. Comme l'a fait valoir l'UPA, l'électricité est un intrant aux coûts de production de ses membres et ces derniers ont tout intérêt à réduire leur consommation électrique pour améliorer leur rentabilité. Toutefois, leur consommation électrique est structurelle. La Régie comprend qu'une installation agricole plus grosse va donc forcément consommer davantage. De plus, le seuil proposé ne traduit pas la réalité de la clientèle agricole. La Régie ne peut donc souscrire aux arguments d'Hydro-Québec sur le bien-fondé d'un tarif DS applicable à la clientèle agricole qui excéderait le seuil de 50 000 kWh.

[704] Pour les motifs mentionnés précédemment, la Régie juge que le Distributeur n'a pas fait une preuve probante que le tarif DS permettrait d'atteindre les objectifs qu'il préconise.

[705] En conséquence, la Régie rejette la proposition relative au tarif DS pour la clientèle domestique, telle que soumise par le Distributeur. La Régie maintient donc le tarif DP d'autant plus qu'il correspond toujours à un besoin notamment pour la clientèle agricole et qu'il n'a pas été démontré que celui-ci est déraisonnable dans une approche de saine gestion des ressources énergétiques.

[706] Néanmoins, la Régie demeure préoccupée par la surconsommation et le gaspillage de l'énergie. Toutefois, cet impératif doit être concilié avec des mécanismes qui puissent identifier de réelles surconsommations. À cet égard, la Régie encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts vers un tarif qui ciblerait davantage ces clientèles et à venir présenter ce nouveau tarif. Cette proposition devra reposer sur des assises

⁵¹⁰ Pièce A-0050, p. 126 et 127.

économiques et tarifaires rigoureuses et cohérentes et justifier adéquatement toutes discriminations avec les consommateurs du tarif D. Cette proposition devra notamment :

- Établir un lien avec l'article 161 de la *Loi sur la simplification*;
- Illustrer l'effet du tarif sur la réduction sur la pointe ;
- Justifier le seuil à l'aide de données probantes d'applicabilité d'un tel tarif afin d'en connaître les impacts pour tous les consommateurs domestiques incluant la clientèle agricole;
- Identifier le niveau d'amélioration de leur intensité énergétique;
- Présenter une étude de balisage pour comprendre les initiatives mises de l'avant pour améliorer l'intensité énergétique et surtout comprendre comment d'autres distributeurs parviennent à encourager une meilleure utilisation de l'énergie par la multiplication de tarifs.

[707] La Régie rappelle au Distributeur que s'il souhaite que ce nouveau tarif DS soit applicable au 1^{er} avril 2027, elle s'attend à ce qu'un dossier lui soit soumis à l'automne 2026.

18.2 TARIF FLEX POUR LES SURCONSOMMATEURS

18.2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[708] Par ailleurs, le Distributeur propose d'ajouter un tarif Flex au tarif DS. Ce tarif Flex DS est présenté comme une avenue pour accroître ou maintenir la participation des clients surconsommateurs à la gestion de la pointe, par un tarif optionnel sous forme d'une déclinaison du tarif Flex D, calibré par rapport au tarif DS. Les frais d'accès au réseau, le prix de l'énergie en pointe ainsi que celui des deux premières tranches seront identiques à ceux du tarif Flex D. Une troisième tranche sera ajoutée et cette dernière sera indexée à un taux annuel plus élevé que les autres composantes du tarif, à l'image de la 3^e tranche du tarif DS. Pour la période estivale, les prix seront ceux du tarif DS⁵¹¹.

⁵¹¹ Pièce [B-0006](#), p. 19.

[709] Ce tarif optionnel serait admissible aux clients du tarif DS ou du Flex D, dont la consommation annuelle dépasse le seuil d'une consommation annuelle de 50 000 kWh.

18.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[710] La Régie accueille favorablement le principe d'un tarif optionnel favorisant une participation à la gestion de la pointe des clients surconsommateurs.

[711] Tenant compte des conclusions à l'égard du tarif DS, la Régie demande au Distributeur de joindre une proposition de tarif Flex DS lors du dépôt de la prochaine demande portant sur l'approbation d'un tarif pour les surconsommateurs.

[712] En conséquence, la Régie rejette la proposition du Distributeur de mettre en place un tarif Flex DS.

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

18.3.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[713] 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. Il entend encourager la clientèle à migrer vers le tarif Flex ou l'éventuelle TDT⁵¹².

[714] Le Distributeur souligne qu'il déploie d'importants efforts pour encourager la clientèle domestique et de petite puissance à participer aux offres de GDP, notamment, avec le programme d'ajout sans frais de thermostats intelligents chez la clientèle qui a été mis en place en 2025⁵¹³.

⁵¹² Pièce [B-0006](#), p. 21.

⁵¹³ Pièce [B-0006](#), p. 21.

[715] Le Distributeur a déposé, le 19 décembre 2025, le suivi administratif de la décision D-2025-091 pour l'hiver 2024-2025. Au 31 mars 2025, le crédit hivernal a atteint 260 891 abonnés inscrits et le tarif Flex D, 83 166 abonnés du côté de la clientèle domestique. Il s'agit plutôt d'une augmentation de 36 368 abonnés inscrits au crédit hivernal depuis le 1^{er} décembre 2023. Du côté du tarif Flex, la hausse des inscriptions est de 46 294 abonnés inscrits.

[716] Au niveau de la clientèle de petite puissance, les clients inscrits au crédit hivernal sont passés de 709 à 1 560 (une augmentation de 851 clients) et les clients inscrits au Flex G de 69 à 1 269 (une augmentation de 1 200 clients inscrits).

[717] Le Distributeur rappelle que 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 sur la base d'une estimation de la réduction de sa consommation en comparaison à une consommation de référence⁵¹⁴.

[718] Le Distributeur affirme qu'un tarif mesuré, comme le tarif Flex D, élimine la complexité liée à l'estimation de la référence, rendant le tarif plus compréhensible et transparent pour la clientèle. Selon lui, un tarif mesuré 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-4270-2024⁵¹⁵.

[719] Le Distributeur précise que dans une perspective de croissance des moyens de gestion, son objectif vise à accroître sa base de participants inscrits à des tarifs mesurés afin d'assurer une rémunération qui reflète plus fidèlement la valeur réelle de l'effacement⁵¹⁶. Toutefois, le Distributeur ne dispose pas de l'impact potentiel de la fermeture du crédit hivernal sur la croissance de l'effacement à la pointe⁵¹⁷.

⁵¹⁴ Pièce [B-0006](#), p. 21.

⁵¹⁵ Dossier R-4270-2024, pièce [B-0191](#), p. 27 à 31.

⁵¹⁶ Pièce [B-0087](#), p. 12.

⁵¹⁷ Pièce [B-0100](#), p. 10.

18.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

AHQ-ARQ

[720] L'AHQ-ARQ recommande de ne pas approuver la proposition du Distributeur de fermer les inscriptions à l'Option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à partir du 31 mars 2026 pour les raisons suivantes :

- L'Option de crédit hivernal est plus populaire que le Flex D (15 fois plus de clients de petite puissance et 8 fois plus de clients domestiques);
- L'Option de crédit hivernal est une option pour la clientèle moins confortable avec le risque, mais souhaitant faire des économies. Le Distributeur a reconnu qu'une certaine partie de la clientèle était réticente à adopter le tarif Flex;
- L'Option de crédit hivernal a un coût raisonnable pour l'ensemble de la clientèle et un taux de réserve avantageux;
- La proposition va affecter le bilan de puissance;
- L'effacement moyen en kW par événement de pointe est comparable entre les deux options;
- Les enjeux liés l'altération de la référence sont limités suivant des ajustements apportés dans le dossier R-4270-2024, mais le Distributeur ne mentionne pas les enjeux restants;
- Le Distributeur dispose de spécialistes effectuant des recherches et du balisage sur le sujet et pourrait imposer, au besoin, certains plafonds dans la méthode de calcul;
- La problématique de l'altération de la référence doit être corrigée, car celle-ci est aussi utilisée dans d'autres calculs d'options de gestion de la demande⁵¹⁸.

GRAME

[721] 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. 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.

⁵¹⁸ Pièce [C-AHQ-ARQ-0022](#), p. 48 à 50.

[722] Le GRAME souligne que l’effacement moyen pour le crédit hivernal D est similaire au Flex D et que l’effacement moyen pour le crédit hivernal G est similaire à celui du Flex G. Ainsi, la variable qui influence les résultats totaux en MW est le nombre d’inscriptions⁵¹⁹.

[723] 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 2026⁵²⁰.

OC

[724] OC considère que la proposition du Distributeur est prématurée et qu’il devrait attendre au moins au prochain dossier tarifaire avant de demander la fermeture des inscriptions au crédit hivernal. Les modifications approuvées n’ont pas encore fait l’objet d’une analyse sur le comportement des ménages, puisque l’hiver 2025– 2026 sera la première période d’application de la nouvelle méthode.

[725] OC stipule que le crédit hivernal, une option de TD sans risque pour les clients, demeure particulièrement populaire auprès de la clientèle domestique et que le Distributeur n’a pas démontré, dans sa preuve, qu’un ralentissement des inscriptions serait observé ni qu’un changement d’opinion notable se manifesterait parmi les clients inscrits dans les années à venir⁵²¹.

[726] OC recommande à la Régie de :

- Refuser la demande du Distributeur de fermer les inscriptions à l’Option de Crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance ;
- Demander au Distributeur de produire, lors du prochain dossier tarifaire, un suivi de l’application de la nouvelle méthode « 3 de 5 » et de ses effets sur le comportement des ménages, afin d’évaluer l’efficacité réelle des ajustements récemment approuvés.

⁵¹⁹ Pièce [C-GRAME-0013](#), p. 21.

⁵²⁰ Pièce [C-GRAME-0017](#), p. 6.

⁵²¹ Pièce [C-OC-0011](#), p. 18.

[727] Dans l'éventualité où la Régie accepterait la fermeture proposée par le Distributeur, OC recommande à la Régie de :

- Maintenir l'accès au crédit hivernal pour les MFR après avoir terminé la période d'entente de paiement.

[728] OC considère que cette option devrait être envisagée par le Distributeur comme une option de gestion de la consommation sans risque pour les clients vulnérables⁵²².

ROEE

[729] Le ROEE rappelle la révision de six modalités du crédit hivernal il y a moins d'un an.

[730] L'intervenant souligne que le crédit hivernal représente un moyen de participation sans risque pour une clientèle « qui ne dispose que de peu de moyens de gérer sa demande »⁵²³.

[731] Le ROEE trouve dommage de perdre la contribution en puissance d'un client qui déménage, mais qui ne voudrait pas pour autant participer au tarif Flex D ou éventuellement à la TDT lorsqu'elle sera offerte.

[732] Le ROEE souligne l'absence de prévision sur la migration de la clientèle vers le tarif Flex et que le Distributeur se base sur la confiance qu'il n'y aura pas d'impact sur la contribution en puissance des clients⁵²⁴.

[733] Le ROEE recommande à la Régie de rejeter la proposition de fermeture des inscriptions à l'Option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance⁵²⁵.

⁵²² Pièce [C-OC-0011](#), p. 19.

⁵²³ Pièce [C-ROEE-0015](#), p. 15.

⁵²⁴ Pièce [C-ROEE-0023](#), p. 11.

⁵²⁵ Pièce [C-ROEE-0023](#), p. 10 et 11.

UC

[734] UC souligne une incohérence commerciale du Distributeur considérant que la Régie a accepté récemment des modifications demandées par le Distributeur à l'Option de crédit hivernal, dont le retrait du seuil minimal d'effacement de 2 kWh et l'imposition d'un plafond proportionnel pour les effacements de 40 kWh. L'intervenante juge la proposition prématurée, prise sans même avoir complété une application hivernale des nouvelles modalités⁵²⁶ approuvées par la Régie et est d'avis qu'une évaluation de leurs impacts doit être minimalement faite⁵²⁷.

[735] L'intervenante souligne que l'Option de crédit hivernal est toujours la modalité préférée par la clientèle, que certains clients tirent grand profit de l'option et qu'il n'y aucune différence qui justifierait de fermer cette dernière aux nouvelles adhésions⁵²⁸.

[736] UC souligne que le crédit hivernal est une option sans risque pour les MFR et que la fermeture les prive d'un moyen de réduire leur facture et de contribuer à réduire les pointes hivernales — même s'il ne s'agit que de quelques dizaines de watts —, et ce, sans risque. De plus, des clients MFR dont la thermopompe est contrôlée par télécommande ou ceux dont les thermostats sont intégrés aux plinthes électriques ne pourront, si l'Option de crédit hivernal était fermée, profiter d'une option sans risque ni du programme de remplacement des thermostats⁵²⁹.

[737] Dans son argumentation, UC soumet que le Distributeur ne disposait d'aucune analyse chiffrée ni d'évaluation quantitative des impacts liées à la fermeture de l'option, notamment, en ce qui concerne une éventuelle perte de puissance. Selon l'intervenante, la demande du Distributeur repose plutôt sur une conviction qualitative fondée sur l'expertise interne et une orientation stratégique de la migration des clients vers le tarif Flex⁵³⁰.

⁵²⁶ Pièce [C-UC-0032](#), p. 12.

⁵²⁷ Pièce [C-UC-0019](#), p. 4 et 5.

⁵²⁸ Pièce [C-UC-0019](#), p. 6.

⁵²⁹ Pièce [C-UC-0019](#), p. 9.

⁵³⁰ Pièce [C-UC-0032](#), p. 11.

[738] UC recommande à la Régie de refuser la proposition du Distributeur de fermer les inscriptions à l'Option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et d'exiger qu'il en fasse une promotion qui permet aux clients intéressés de faire un choix éclairé.

[739] Subsidiairement, si la Régie devait accepter la proposition du Distributeur, UC lui recommande d'exiger du Distributeur qu'il offre la possibilité aux abonnés à l'option de conserver leur adhésion lorsqu'ils déménagent, s'ils le souhaitent⁵³¹.

18.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[740] La Régie note que le Distributeur a augmenté ses efforts de commercialisation afin d'encourager la clientèle domestique à participer aux tarifs de gestion de la demande en puissance mesurés. D'ailleurs, elle comprend que le Distributeur souhaite dorénavant bonifier son portefeuille de clientèle participant aux tarifs de TD mesurés.

[741] La Régie constate que les deux options de TD (crédit hivernal et Flex D) ont connu une augmentation des inscriptions depuis 2024. Le programme d'ajout sans frais de thermostats intelligents semble rendre le tarif Flex D plus attrayant pour la clientèle domestique. Cependant, l'Option de crédit hivernal reste populaire auprès d'une partie de la clientèle domestique, car, bien que potentiellement moins rémunératrice, elle est sans risque pour celle-ci et ne nécessite pas de modification des équipements.

[742] La Régie considère que les données indiquent que les efforts de commercialisation du Distributeur portent fruit tout en démontrant que les deux options sont complémentaires.

[743] La stratégie du Distributeur visant à orienter la clientèle vers l'option mesurée tout en permettant le maintien à l'Option de crédit hivernal des clients, déjà inscrits, fonctionne.

⁵³¹ Pièce [C-UC-0032](#), p. 12.

[744] La Régie a pris bonne note des commentaires des intervenants. La Régie comprend que l'Option de crédit hivernal est une alternative distincte permettant de répondre aux critères spécifiques de certains clients ayant une aversion plus grande au risque. Cependant, elle est préoccupée par le fait que ce tarif n'est pas un tarif mesuré. En effet, il est possible pour certains clients d'altérer la référence.

[745] Tel que souligné par l'AHQ-ARQ et le GRAME, la Régie note que les différentes itérations de l'Option de crédit hivernal produisent un effacement moyen comparable aux options de tarif Flex.

[746] Bien que la Régie juge qu'aucun impact négatif n'a été identifié sur la participation de la clientèle à la gestion de la demande en pointe dans le cas du maintien partiel ou total à l'inscription au crédit hivernal, elle considère que la proposition du Distributeur de mettre fin à l'Option de crédit hivernal est raisonnable dans le contexte actuel. En effet, la multiplication des options et des offres vient nuire aux consommateurs qui désirent participer à la réduction de leur consommation.

[747] Ainsi, la Régie partage l'avis du Distributeur selon lequel un tarif mesuré, comme le tarif Flex D, élimine la complexité liée à l'estimation de la référence, rendant le tarif plus compréhensible et transparent pour la clientèle. Ainsi, un tarif mesuré 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 exposés au dossier R-4270-2024⁵³².

[748] Cependant, tout comme le GRAME, la Régie juge 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.

[749] Ainsi, la Régie demande au Distributeur de maintenir le rythme dans le déploiement de ses efforts pour encourager la clientèle domestique et de petite puissance à participer aux offres de GDP, plus particulièrement dans le contexte de son programme de thermostats intelligents qui vient d'être mis en place.

⁵³² Dossier R-4270-2024, pièce [B-0191](#), p. 27 à 31.

[750] Pour les motifs évoqués précédemment, la Régie accepte la demande du Distributeur de clore l'Option de crédit hivernal aux nouveaux adhérents à compter du 31 mars 2026.

[751] Cependant, la Régie amende le suivi administratif de la décision D-2020-055 en ordonnant au Distributeur d'ajouter les informations suivantes :

- La ventilation annuelle pour les 4 options de TD en MW, telle que présentée au tableau R-4.2⁵³³;
- L'évolution des inscriptions aux options de TD pour les clientèles domestiques et de petite puissance telle que présentée aux tableaux 8 et 9⁵³⁴;
- L'effacement moyen par événement de pointe, tel que présenté au tableau R-2.1⁵³⁵.

18.4 AUTRES MODIFICATIONS

18.4.1 TARIF À FORFAIT POUR LES POMPES À INCENDIES

[752] Le Distributeur propose d'introduire, à compter du 1^{er} avril 2026, un tarif à forfait pour les pompes à incendie (tarif FP), établi en fonction de la puissance installée.

[753] Le Distributeur explique que ses modifications apportées au tarif FP visent à favoriser l'adaptation de ses pratiques internes pour des raisons de sécurité et de conformité avec le Code de la construction lui permettant d'effectuer le mesurage des pompes à incendie pour les nouvelles installations ainsi qu'après toute modification majeure à une installation existante⁵³⁶.

[754] Le Distributeur considère que le prix du tarif à forfait (tarif F), applicable à un abonnement pour un usage général lorsque la consommation d'énergie n'est pas mesurée pour des raisons de sécurité, d'accessibilité ou d'importance de la charge et

⁵³³ Pièce [B-0083](#), tableau R-4.2, p. 8.

⁵³⁴ Pièce [B-0086](#), tableaux 8 et 9, p. 12.

⁵³⁵ Pièce [B-0086](#), tableau R-2.1, p. 13.

⁵³⁶ Pièce [B-0006](#), p. 22.

qui vise actuellement les pompes à incendie, basé sur le prix sans puissance du tarif G et considérant un FU de 60 %, s'avère toutefois prohibitif, et ce, malgré la facturation de seulement 25 % de la puissance installée.

[755] Le tarif FP est structuré ainsi :

- Pour une puissance installée inférieure à 50 kW : le tarif est calibré selon le prix moyen facturé aux clients de tarif G sans puissance, avec un facteur d'utilisation de 1 % et une puissance maximale appelée de 30 kW;
- Pour une puissance installée égale ou supérieure à 50 kW : le tarif est calibré selon le prix moyen facturé aux clients du tarif G9, avec un facteur d'utilisation de 1 % et une puissance maximale appelée de 65 kW.

[756] Le Distributeur précise, qu'à compter du 1^{er} avril 2026, les prix seront fixés de cette façon :

- Pour une puissance installée inférieure à 50 kW : un prix 1,420 \$ par kW installé par point de livraison ou une facture mensuelle minimale de 15,578 \$ (46,735 \$ en triphasé);
- Pour une puissance installée égale ou supérieure à 50 kW : un prix 6,260 \$ par kW installé par point de livraison ou une facture mensuelle minimale de 15,578 \$ (46,735 \$ en triphasé).

[757] Par conséquent, le Distributeur demande de modifier l'article 10.1 des *Tarifs d'électricité* afin de retirer les pompes à incendie des usages admissibles au tarif F, à la suite de la fixation du tarif FP.

[758] La Régie note que ce tarif ne présente pas d'enjeux particuliers et n'a pas fait l'objet de questionnements de la part des participants au présent dossier.

[759] En conséquence, la Régie approuve le nouveau tarif FP pour les pompes incendie, tel que proposé. La Régie approuve également la modification proposée à l'article 10.1 des *Tarifs d'électricité* afin d'exclure les pompes à incendie des usages généraux admissibles au tarif à forfait F.

18.4.2 MODIFICATIONS POUR REPORTER L'ADMISSIBILITÉ D'UN CLIENT À L'OPTION DE MESURAGE NET AUX OPTIONS DE TD, POUR CLARIFIER LA DÉTERMINATION DU TARIF APPLICABLE À L'ARTICLE 12.14 ET POUR LA MISE À JOUR DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

Position du Distributeur

[760] Bien qu'il réitère sa volonté de rendre admissibles les clients inscrits à l'option de mesurage net aux options de TD, le Distributeur invoque la nécessité d'atteindre une volumétrie significative avant de mettre en place cette option pour la clientèle ciblée.

[761] Ainsi, il demande le report de la date pour lever la condition empêchant de se prévaloir d'une option de mesurage net et de la TD dans un prochain dossier.

[762] Pour ce faire, il demande que les articles 2.61, 2.69, 2.79, 3.12, 3.20 et 4.32 soient de nouveau modifiés pour suspendre l'application de la levée de l'exclusion du cumul d'inscription à l'option de mesurage net et aux options de TD.

[763] Par ailleurs, le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications à l'article 12.14 visant la détermination du tarif applicable pour l'électricité consommée lorsqu'il y a chevauchement de deux tarifs au cours d'une même période de consommation⁵³⁷.

[764] Le Distributeur précise que les modifications apportées visent à permettre le traitement de la facturation des clients au tarif Flex et, éventuellement, à la TDT dont les modalités prévoient la possibilité d'une adhésion ou d'un abandon de ces tarifs optionnels à tout moment en cours d'hiver ou d'année⁵³⁸.

[765] Cette modification consiste en un changement de date du chevauchement de la période de consommation dans le chapitre 12 « dispositions complémentaires » du document *Tarifs d'électricité* pour l'année 2026⁵³⁹.

⁵³⁷ Pièce [B-0006](#), p. 23.

⁵³⁸ *Ibid.*

⁵³⁹ Pièce [B-0054](#), p. 279.

[766] Enfin, le Distributeur présente d'autres modifications mineures visant des mises à jour pour assurer la conformité des entrées en vigueur ou à harmoniser la formulation des modalités actuelles et autres corrections terminologiques et syntaxiques à l'ensemble du document des *Tarifs d'électricité*.

Position des intervenants

RTIEÉ

[767] Le RTIEÉ avait recommandé à la Régie de reporter au Volet 2 de la présente audience la proposition d'Hydro-Québec de maintenir au-delà du 1^{er} avril 2026 l'interdiction de cumul d'admissibilités à l'option de mesurage net et aux options de TD.

[768] De plus, le RTIEÉ recommande aussi à la Régie d'inviter Hydro-Québec à déposer, dès que possible, son dossier sur une option de TDT, si possible à temps pour une application dès l'hiver 2026-2027.

Opinion de la Régie

[769] La Régie constate que la demande du Distributeur visant à faire approuver les modification aux articles 2.61, 2,69, 2.79, 3.12, 3.20 et 4.32 des *Tarifs d'électricité* a pour conséquence de reporter, sine die, la levée de l'exclusion du cumul du mesurage net et des options de TD, laquelle devait entrer en vigueur au 31 mars 2026.

[770] En conséquence, elle approuve les modifications aux articles 2.61, 2,69, 2.79, 3.12, 3.20 et 4.32 des Tarifs d'électricité, pour prémunir le Distributeur de dispositions qu'il n'est pas en mesure d'appliquer.

[771] Dans sa décision procédurale, la Régie n'a pas retenu la proposition du RTIEÉ de traiter ce sujet au Volet 2 du présent dossier.

[772] Considérant que le Distributeur n'a pas soumis de date prévue pour examiner la levée de cette exclusion, elle juge approprié de lui demander de joindre la levée de

l'admissibilité d'un client à l'option de mesurage net aux options de tarification dynamique aux enjeux traitées dans le dossier sur la TDT, qui sera déposé au cours des prochaines semaines.

[773] D'autre part, La Régie juge que les modifications apportées à l'article 12. 14 des *Tarifs d'électricité* permettent d'ajuster les modalités de facturation de manière à intégrer les dispositions flexibles d'adhésion et de désabonnement aux Tarifs Flex et, éventuellement, à la TDT. Cette mise à jour des dates par le Distributeur est utile et elle ne comporte pas d'enjeu.

[774] En conséquence, la Régie approuve les modifications apportées à l'article 12.14 des *Tarifs d'électricité*.

[775] Enfin, la Régie constate que les autres modifications mineures visant des mises à jour pour assurer la conformité des entrées en vigueur ou à harmoniser la formulation des modalités actuelles et autres corrections terminologiques et syntaxiques à l'ensemble du document des *Tarifs d'électricité* ne comportent pas d'enjeux

[776] La Régie est satisfaite de ces modifications et, sous réserve des exceptions précisées précédemment, elle approuve l'ensemble des autres modifications diverses apportées aux *Tarifs d'électricité* pour les motifs invoqués par le Distributeur, tel que prévu aux pièces B-0054, B-0055 et B-0056⁵⁴⁰.

[777] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs d'électricité*, conformément à la présente décision, et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le 20 mars 2026, à 12 h.

⁵⁴⁰ Pièces [B-0054](#), [B-0055](#) et [B-0056](#).

19 STRATÉGIE TARIFAIRE

19.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Hausses par catégories de consommateurs

[778] Afin de générer des revenus suffisants pour récupérer le coût de service du cycle tarifaire et, ainsi, récupérer la totalité des revenus requis des années 2026 à 2028, le Distributeur soumet qu'une hausse tarifaire moyenne fixe de 4,0 % appliquée à la grille tarifaire actuellement en vigueur est nécessaire⁵⁴¹.

[779] Cette hausse tarifaire moyenne fixe de 4,0 % est composée de l'effet de l'inflation de 2,1 % et de besoins additionnels requis nets de l'efficacité de 1,9 %⁵⁴².

[780] Le Distributeur propose une hausse uniforme à l'ensemble des catégories de consommateurs, à l'exception de la clientèle domestique, qui se reflète de la façon suivante :

- 3,0 % pour les clients aux tarifs domestiques;
- 4,8 % pour les clients aux tarifs généraux et les clients industriels de grande puissance au tarif L⁵⁴³.

[781] Le Distributeur soutient que la hausse tarifaire pour la clientèle domestique est conforme à la volonté d'Hydro-Québec de poursuivre son engagement de maintenir les tarifs abordables pour l'ensemble des ménages québécois, tel qu'énoncé dans le Plan d'action 2035⁵⁴⁴, ainsi que la volonté du gouvernement du Québec de limiter la hausse des tarifs de distribution d'électricité à 3 % pour cette clientèle⁵⁴⁵.

⁵⁴¹ Pièce [B-0060](#), p. 7.

⁵⁴² Pièce [B-0060](#), p. 8.

⁵⁴³ Pièce [B-0060](#), p. 8.

⁵⁴⁴ Pièce [B-0060](#), p. 7.

⁵⁴⁵ Pièce [B-0078](#), p. 58 et 59.

[782] La hausse du tarif L reflète quant à elle la fin de l'exemption, pour ce tarif, de l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale à compter de l'année 2026⁵⁴⁶.

[783] Quant aux clients aux tarifs généraux et les clients industriels de grande puissance au tarif L, la Demande du Distributeur vise à répartir la hausse tarifaire de manière uniforme durant le cycle tarifaire afin d'offrir plus de stabilité et de prévisibilité des tarifs des consommateurs d'électricité⁵⁴⁷.

Stratégie relative aux tarifs domestiques

[784] La stratégie du Distributeur relative aux tarifs domestiques vise à maintenir les tarifs abordables pour l'ensemble des ménages québécois. Il propose d'appliquer les hausses pour les années 2026, 2027 et 2028, uniformément sur les prix de l'énergie et de la puissance lorsqu'applicable, afin d'allouer la hausse aux composantes du tarif sur lesquelles les consommateurs peuvent agir et ainsi encourager les clients domestiques à revoir leurs habitudes de consommation, en cohérence avec le contexte de transition énergétique, tout en maintenant le prix des frais d'accès au niveau de celui du 1^{er} avril 2025 afin de protéger les petits consommateurs et par le fait même les MFR⁵⁴⁸.

Stratégie relative aux tarifs généraux et industriels

[785] La stratégie tarifaire applicable aux tarifs généraux et industriels proposée par le Distributeur s'appuie sur une hausse annuelle appliquée uniformément sur les prix de l'énergie et de puissance.

[786] Le Distributeur propose également une stratégie de lissage permettant une hausse annuelle fixe de 4,8 % sur le cycle de 3 ans, par l'application d'un mécanisme qui permet de récupérer entièrement les revenus requis et de générer un rendement

⁵⁴⁶ Article 22.0.0.2, [Loi sur Hydro-Québec](#).

⁵⁴⁷ Pièce [B-0078](#), p. 59.

⁵⁴⁸ Pièce [B-0006](#), p. 6.

de 8,2 % sur les trois années du cycle tarifaire, tout en assurant la stabilité et la prévisibilité des hausses tarifaire pour la clientèle^{549 550}.

[787] Le Distributeur propose de reporter au prochain dossier tarifaire la proposition de rééquilibrage des tarifs généraux demandée par la Régie dans sa décision D-2025-033⁵⁵¹. Le Distributeur organisera au préalable une séance de travail pour avancer les travaux relatifs à une future proposition⁵⁵².

Impacts de la stratégie tarifaire

[788] Le Distributeur détaille l'ajustement des revenus additionnels requis sur le cycle tarifaire 2026-2028, avant et après l'application du mécanisme de lissage selon le tableau qui suit.

TABLEAU 37⁵⁵³

**HAUSSES TARIFAIRES POUR LES CLIENTS AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET LES CLIENTS INDUSTRIELS
DE GRANDE PUISSANCE AU TARIF L**

	2026	2027	2028
Sans lissage	5,1 %	4,7 %	4,4 %
Avec lissage	4,8 %	4,8 %	4,8 %

[789] Le Distributeur détaille l'ajustement des revenus additionnels requis sur le cycle tarifaire 2026-2028, avant et après l'application du mécanisme de lissage en prenant en compte les décisions D-2025-114 et D-2025-124, selon le tableau qui suit.

⁵⁴⁹ Pièce [B-0006](#), p. 11.

⁵⁵⁰ Pièce [B-0078](#), p. 59.

⁵⁵¹ Dossier R-4270-2024, décision [D-2025-033](#), p. 99 et 100.

⁵⁵² Pièce [B-0006](#), p. 11.

⁵⁵³ Pièce [B-0167](#), p. 6.

TABLEAU 38⁵⁵⁴

**ESTIMATIONS DES HAUSSES TARIFAIRES POUR LES CLIENTS AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET LES CLIENTS
INDUSTRIELS DE GRANDE PUISSANCE AU TARIF L
AVEC PRISE EN COMPTE DES DÉCISIONS D-2025-114 ET D-2025-124**

	2026	2027	2028
Sans lissage	6,0 %	3,9 %	3,3 %
Avec lissage	4,8 %	4,8 %	4,8 %

19.2 POSITION DES INTERVENANTS

AQCIE-CIFQ

[790] L'AQCIE-CIFQ constate que la hausse ajustée des tarifs généraux et industriels est de 5,1 % en 2026, 4,7 % en 2027 et de 4,4 % en 2028 en raison de l'application du plafonnement de la hausse des tarifs domestiques à 3 %.

[791] L'AQCIE-CIFQ considère que dans le contexte économique difficile pour les clients industriels, le lissage permettrait d'amoindrir la hausse des tarifs pour les deux premières années du cycle tarifaire 2026-2028. L'AQCIE-CIFQ est favorable au lissage des augmentations tarifaires dans le présent dossier, mais de manière que les revenus additionnels requis totaux soient les mêmes avant et après lissage⁵⁵⁵.

[792] L'AQCIE-CIFQ aborde le sujet de la compétitivité des tarifs industriels du Distributeur. L'intervenant constate que le Distributeur se limite à affirmer que le tarif L demeure compétitif malgré la hausse proposée de 4,8% et produit un graphique et un tableau comparant le prix moyen d'un client type de grande puissance à ceux d'un échantillon de villes canadiennes⁵⁵⁶. L'intervenant ne juge pas que ces éléments constituent une preuve probante pour les raisons suivantes :

⁵⁵⁴ *Ibid.*

⁵⁵⁵ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0020](#), p. 15.

⁵⁵⁶ Pièces [B-0145](#), p. 3 et [B-0006](#), annexe B, p. 26.

- le Distributeur ne dispose pas de prévisions des tarifs industriels pour des juridictions où les entreprises sont en concurrence avec les clients commerciaux et industriels du Distributeur;
- le Distributeur n'a pas déposé au dossier l'édition 2025 de la « Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines »;
- le distributeur n'a pas déposé les résultats du sondage visant à connaître la valeur du facteur « renouvelable » et « vert » de « l'électricité au Québec » vendue à faible prix (tarifs L et LG) aux entreprises⁵⁵⁷.

[793] L'AQCIE-CIFQ soutient que, bien que la facture au Québec soit plus basse, l'écart entre les factures annuelles des concurrents américains avec les factures des entreprises québécoises est beaucoup moins important quand on s'attarde à des données plus probantes. L'intervenant soutient que les hausses proposées par le Distributeur pour les trois années du cycle tarifaires réduira encore plus cet écart⁵⁵⁸.

RNCREQ

[794] Le RNCREQ rappelle que de 2006 à 2017 la Régie a maintenu une stratégie de hausse différenciée entre les deux tranches d'énergie du tarif D afin que le prix de la 2^e tranche se rapproche du coût évité de long terme du chauffage^{559 560}.

[795] Au dossier tarifaire 2019-2020, la Régie a approuvé une hausse uniforme du prix des tranches alors que le prix de la 2^e tranche et du coût évité de long terme du chauffage était près de la parité et que le Distributeur était dans un contexte d'accumulation de surplus énergétiques^{561 562}.

⁵⁵⁷ Dossier R-4270-2024, pièce [C-AQCIE-CIFQ-0088](#), p. 3 à 5.

⁵⁵⁸ Pièce [A-0052](#), p. 133 à 140.

⁵⁵⁹ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 2 à 4.

⁵⁶⁰ Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#), par. 848 et 853.

⁵⁶¹ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 2 à 4.

⁵⁶² Dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 154.

[796] Le RNCREQ souligne que le contexte de surplus énergétique n'existe plus alors que les prévisions de la demande sont en hausse. De plus, l'écart entre les prix de la 2^e tranche et le coût évité de long terme du chauffage est plus grand qu'en 2017⁵⁶³.

[797] Le RNCREQ soumet qu'une hausse uniforme envoie simplement le signal que l'électricité coûte plus cher aujourd'hui qu'elle ne le coûtait hier, alors que c'est plutôt une hausse différenciée entre la deuxième et la première tranche qui envoie le signal aux consommateurs que plus ils consomment, plus ils paient pour leur énergie et qu'ils gagneraient à réduire leur consommation⁵⁶⁴.

[798] Le RNCREQ propose différentes options de hausses différenciées à la Régie :

- Elle peut reprendre l'approche qui était suivie entre 2006 et 2017 et appliquée une hausse deux fois plus importante en 2^e tranche qu'en 1^{ère};
- Elle peut aussi appliquer la hausse uniquement sur la 2^e tranche, pour réduire davantage l'écart avec le coût évité de long terme;
- Elle peut diminuer la redevance, ce qui accentuerait encore plus le signal de prix de la 2^e tranche;
- Elle peut aussi moduler à sa discrétion les approches ci-avant.

[799] Le RNCREQ recommande donc à la Régie d'appliquer une hausse différenciée entre le prix de l'énergie de la 1^{ère} et de la 2^e tranche du tarif D, et ce, afin d'envoyer le bon signal de prix⁵⁶⁵.

ROÉÉ

[800] Le ROÉÉ souligne que l'application du taux maximal à la hausse des tarifs concernés par le décret 1239-2025 fait porter une plus grande part de la hausse tarifaire à la clientèle commerciale et industrielle et amène des difficultés pour la Régie à fixer des tarifs justes et raisonnables.

⁵⁶³ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 4.

⁵⁶⁴ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 4.

⁵⁶⁵ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 5.

[801] Le ROÉÉ recommande à la Régie d'utiliser la possibilité prévue à l'article 42 de la Loi de donner un avis au ministre sur les difficultés posées par le plafonnement des tarifs domestiques à 3 % à l'égard de sa capacité de s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables, en vertu des articles 31 et 49 de la Loi⁵⁶⁶.

[802] Le ROÉÉ souligne, malgré le plafonnement, qu'il s'oppose à toute politisation des tarifs qui pourrait survenir en acceptant la proposition d'Hydro-Québec telle quelle, sans justification et en référant simplement à l'intention du gouvernement maintenant formalisée dans les décrets⁵⁶⁷.

[803] Le ROÉÉ considère que, dans le contexte de la décision D-2025-114, le plafonnement des tarifs domestiques exacerbera l'impact tarifaire pour les clientèles commerciales et industrielles. Il s'oppose à toute politisation des tarifs qui pourrait survenir en acceptant la proposition d'Hydro-Québec telle quelle, sans justification et en référant simplement à l'intention du gouvernement maintenant formalisée dans les décrets⁵⁶⁸. Le ROÉÉ recommande de tenir compte des conclusions de cette décision au présent dossier.

UPA

[804] L'UPA estime que dans un contexte où l'inflation est mieux maîtrisée, les hausses tarifaires des prochaines années devraient demeurer sous le plafond gouvernemental de 3 %. Afin que ces augmentations restent proportionnées et compatibles avec la capacité de payer des ménages comme des entreprises. L'UPA estime toutefois essentiel qu'Hydro-Québec procède de manière rigoureuse et stratégique dans la sélection de ses investissements au cours des prochaines années⁵⁶⁹.

⁵⁶⁶ Pièce [C-ROÉÉ-0023](#), p. 4 et 5.

⁵⁶⁷ Pièce [C-ROÉÉ-0015](#), p. 7 et 8.

⁵⁶⁸ Pièce [C-ROÉÉ-0015](#), p. 7 et 8.

⁵⁶⁹ Pièce [C-UPA-0008](#), p. 6.

[805] L'UPA constate que la proposition tarifaire d'Hydro-Québec pour l'année 2026-2027 repose sur des éléments factuels et respecte l'engagement du gouvernement de limiter à 3 % par année les hausses d'électricité applicables aux tarifs domestiques⁵⁷⁰.

19.3 OPINION DE LA RÉGIE

Décret 1239-2025

[806] La Régie prend acte que le 8 octobre 2025, en vertu de l'article 52.4.1 de la Loi, le gouvernement du Québec prend le décret 1239-2025 concernant l'établissement du taux maximal applicable à la hausse de certains tarifs domestiques de distribution d'électricité pour les années tarifaires commençant le 1^{er} avril des années 2026, 2027 et 2028⁵⁷¹.

[807] La Régie constate que la proposition du Distributeur relative à la hausse des tarifs domestiques, soit une hausse de 3 % pour chaque année du cycle tarifaire, reflète le taux maximal de 3 % établi par le gouvernement.

Stratégie tarifaire et mécanisme de lissage

[808] La Régie note que les hausses tarifaires moyennes annuelles, qui reflètent les revenus requis du Distributeur au cours du cycle tarifaire 2026-2028 et qui tiennent compte des impacts des décisions D-2025-044⁵⁷², D-2025-114⁵⁷³ et D-2025-124⁵⁷⁴ sont respectivement de 4,6 %, 3,5 % et de 3,2 %⁵⁷⁵.

⁵⁷⁰ Pièce [C-UPA-0017](#), p. 7.

⁵⁷¹ [Décret](#) D-1239-2025.

⁵⁷² Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-044](#).

⁵⁷³ *Ibid.*

⁵⁷⁴ *Ibid.*

⁵⁷⁵ Pièce [B-0167](#), p. 11, tableau E-10L.

[809] La Régie note que l'effet du plafonnement de la hausse des tarifs domestiques⁵⁷⁶ a pour conséquence de faire assumer une hausse tarifaire plus importante pour les clients des tarifs généraux et industriels sur le cycle tarifaire 2026-2028, respectivement de 6,0 %, 3,9 % et de 3,3 %⁵⁷⁷.

[810] L'article 48 de la Loi confère à la Régie le pouvoir de répartir ou non une hausse tarifaire d'une ou de plusieurs des années visées sur les trois années du cycle tarifaire, ainsi que le pouvoir de déterminer la manière de répartir une telle hausse.

[811] La Régie doit également tenir compte, en vertu de l'article 109.1 de la Loi, de la préoccupation énoncée par le gouvernement dans le Décret 1240-2025⁵⁷⁸ relative à la répartition uniforme d'une hausse tarifaire :

il y aurait également lieu que les tarifs soient fixés de manière à répartir une hausse tarifaire, le cas échéant, de façon uniforme pour ces trois années afin d'offrir plus de stabilité et de prévisibilité aux consommateurs d'électricité

[812] Comme mentionné précédemment, la Régie est d'avis que, peu importe la manière qu'elle répartira une hausse tarifaire d'une ou de plusieurs des années tarifaires visées par une révision sur un cycle tarifaire de trois ans, la fixation des tarifs et leurs publications garantissent la prévisibilité de la hausse.

[813] La Régie note que le Distributeur propose un mécanisme de lissage qui permet de fixer la hausse tarifaire des tarifs généraux et industriels pour les années 2026, 2027 et 2028 à 4,8 % pour chacune des années du présent cycle tarifaire.

[814] Bien qu'elle juge prématuré d'énoncer un principe réglementaire pour systématiser le recours au mécanisme de lissage demandé par le Distributeur, la Régie estime que l'application du mécanisme de lissage proposé par le Distributeur offre une stratégie appropriée pour ce cycle tarifaire.

⁵⁷⁶ [Décret D-1239-2025](#).

⁵⁷⁷ Pièce [B-0167](#), tableau E-10D, p. 6.

⁵⁷⁸ Pièce [B-0066](#), p. 6.

[815] La Régie prend acte du climat économique difficile pour les clients commerciaux et industriels, nécessitant de maintenir leurs tarifs compétitifs, comme le mentionnait notamment l'AQCIE-CIFQ⁵⁷⁹.

[816] La réduction du revenus requis découlant de la présente décision se traduit par une réduction de la hausse tarifaire. La Régie considère que l'application des modalités du mécanisme de lissage, pour fixer les tarifs généraux et industriels permettra de tenir compte du contexte géopolitique actuel.

[817] La Régie estime que la hausse tarifaire des tarifs généraux et industriels pour les années 2026, 2027 et 2028 s'établit à 3,6% pour chacune des années du présent cycle tarifaire après application du mécanisme de lissage proposé par le Distributeur, conformément à l'article 48 de la Loi.

[818] Compte tenu de ce qui précède, la Régie juge raisonnable d'appliquer les modalités de lissage pour les tarifs généraux et industriels, pour le présent cycle tarifaire.

[819] En conséquence, la Régie demande au Distributeur d'appliquer les modalités du mécanisme de lissage proposées, afin de préciser la hausse tarifaire annuelle des clients des tarifs généraux et industriels, de telle sorte qu'elle permette de récupérer le revenus requis établi pour le cycle tarifaire, déduction faite de la part récupérée par les tarifs domestiques selon les hausses tarifaires déterminées. Ces hausses doivent refléter les revenus requis précisés à la section 14 de la présente décision.

[820] De plus, la Régie estime la hausse tarifaire pour les tarifs domestiques sur le cycle tarifaire 2026-2028, respectivement de 3,0 %, 3,0 % et de 2,6 %, en tenant compte des revenus requis modifiés par la présente décision et conformément au décret 1239-2025.

[821] Enfin, la Régie ordonne au Distributeur de déposer les suivis suivants :

⁵⁷⁹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0019](#), p. 19.

- suivi annuel des informations détaillant l'impact de l'application des hausses tarifaires selon le modèle du tableau E-10L de la pièce B-0167⁵⁸⁰;
- le document « Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines » annuellement.

Répartition de la hausse tarifaire aux tarifs Domestiques

[822] Afin de refléter l'objectif du Distributeur d'encourager une consommation d'électricité plus responsable des ménages québécois⁵⁸¹, la Régie juge que la stratégie tarifaire du Distributeur doit moduler le signal de prix des tarifs domestiques de base.

[823] Considérant la fixation par le gouvernement⁵⁸² d'un taux maximal applicable à la hausse des tarifs domestiques de distribution d'électricité établi à 3 %⁵⁸³, la stratégie relative aux tarifs domestiques du Distributeur prévoit une hausse qui ne reflète pas complètement le coût de service de cette catégorie de consommateurs et qui en atténue, par conséquent, le signal de prix.

[824] Afin de favoriser une utilisation responsable de l'électricité, la Régie juge donc, à l'instar de la recommandation du RNCREQ⁵⁸⁴, que le contexte actuel justifie de renouer avec l'application d'une hausse différenciée entre le prix de l'énergie de la 1^{ère} tranche et la 2^e tranche des tarifs domestiques, visant à renforcer le signal de prix pour la portion de la consommation excédant le seuil de la consommation liée aux usages de base.

[825] Combiné au maintien des frais d'accès au niveau du 1^{er} avril 2025, la Régie juge que l'abaissement du taux appliqué à la 1^{ère} tranche de prix de l'énergie, résultant de la répartition différenciée de la hausse des tarifs domestiques, contribuera à l'atteinte d'un autre objectif du Distributeur, visant à protéger les petits consommateurs et par le fait même les MFR⁵⁸⁵.

⁵⁸⁰ Pièce [B-0167](#), tableau E-10L, p. 11.

⁵⁸¹ Pièce [B-0060](#), p. 7.

⁵⁸² Conformément à l'article 52.4.1 de la Loi.

⁵⁸³ Décret 1239-2025.

⁵⁸⁴ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 5.

⁵⁸⁵ Pièce [B-0006](#), p. 6.

[826] La Régie rejette donc la hausse uniforme des composantes de prix des tarifs domestiques proposée par le Distributeur. Elle lui demande plutôt, pour la composante en énergie, de faire porter annuellement la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que sur le prix de la première tranche.

[827] Par ailleurs, la Régie approuve, pour la durée du cycle tarifaire, le maintien du prix des frais d'accès au réseau au niveau de celui du 1^{er} avril 2025.

[828] La Régie approuve le maintien du prix des frais d'accès au réseau au niveau de celui du 1^{er} avril 2025.

Répartition de la hausse tarifaire aux tarifs généraux et industriels de grande puissance

[829] Pour les motifs proposés par le Distributeur, la Régie approuve l'application d'une hausse tarifaire uniforme sur chacune des composantes de prix des tarifs pour les années 2026, 2027 et 2028.

[830] Par ailleurs, la Régie note que le Distributeur a reporté leur rééquilibrage au prochain dossier tarifaire, malgré la demande de la Régie dans sa décision D-2025-033⁵⁸⁶.

[831] Le Régie juge qu'un nouveau report du rééquilibrage des tarifs généraux au prochain dossier tarifaire est trop tardive. Elle reconnaît cependant que les échéanciers découlant de l'adoption en juin de la Loi 24 ont pu empêcher le dépôt de la stratégie de rééquilibrage dans le cadre du présent dossier. Toutefois, la Régie juge que la prochaine révision tarifaire n'est pas le cadre approprié pour amorcer l'examen d'un tel sujet. Elle considère que la nature de l'examen auquel doit être soumis le rééquilibrage des tarifs généraux et industriels justifie qu'il fasse l'objet d'un dossier distinct, en amont de la prochaine révision tarifaire. **La Régie ordonne au Distributeur de déposer une proposition de rééquilibrage des tarifs généraux et industriels, au plus**

⁵⁸⁶ Pièce [B-0006](#), p. 11.

tard, au printemps 2027, de façon à permettre une intégration à la stratégie tarifaire qui sera déposée dans la demande du prochain cycle tarifaire.

[832] La Régie est en accord avec la proposition du Distributeur d'organiser au préalable une séance de travail pour avancer les travaux relatifs à une future proposition de rééquilibrage pour permettre une optimisation des travaux réglementaires.

20 HAUSSES TARIFAIRES

[833] La Régie note que les hausses tarifaires uniformes annuelles globales évaluées par le Distributeur reflètent ses revenus requis au cours du cycle tarifaire 2026-2028 et qui tiennent compte des impacts des décisions D-2025-044⁵⁸⁷, D-2025-114⁵⁸⁸ et D-2025-124⁵⁸⁹. Ces hausses sont respectivement de 4,6 %, 3,5 % et de 3,2 %⁵⁹⁰.

[834] Compte tenu de la présente décision, la Régie évalue les hausses tarifaires annuelles globales à 4,0 %, 3,1 % et de 2,6 %, afin de récupérer la totalité des revenus requis des années 2026 à 2028.

[835] Également, la Régie évalue la hausse tarifaire moyenne uniforme pour les trois années du cycle tarifaire, nécessaire à la récupération de la totalité des revenus requis des années 2026 à 2028, à 3,2 %.

[836] Ainsi, la Régie propose de décliner cette hausse tarifaire moyenne estimée par catégories de consommateurs comme suit :

⁵⁸⁷ Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-044](#).

⁵⁸⁸ Dossier R-4293-2025, décision [D-2025-114](#).

⁵⁸⁹ Dossier R-4305-2025, décision [D-2025-124](#).

⁵⁹⁰ Pièce [B-0167](#), tableau E-10L, p. 11.

TABLEAU 39
HAUSSES TARIFAIRES ESTIMÉES PAR LA RÉGIE PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS

	2026	2027	2028
Domestiques	3,0 %	3,0 %	2,6 %
Généraux et Grande puissance L	3,6 %	3,6 %	3,6 %

[837] La Régie est d'avis que ces hausses offrent la prévisibilité et la stabilité recherchée par le législateur dans son décret de préoccupations 1240-2025⁵⁹¹.

[838] La figure suivante présente la hausse mensuelle estimée de la facture résidentielle d'électricité proposée par le Distributeur et estimée par la Régie, pour quatre types de résidences chauffées à l'électricité ainsi que l'écart entre ces hausses.

FIGURE 2
HAUSSE MENSUELLE MOYENNE DE LA FACTURE POUR LES RÉSIDENCES CHAUFFÉES À L'ÉLECTRICITÉ

				
	Logement 5½ 68 m²	Petite maison 111 m²	Maison moyenne 158 m²	Grande maison 207 m²
Hausse proposée par le Distributeur	2,40 \$/mois	4,90 \$/mois	5,70 \$/mois	8,40 \$/mois
Hausse estimée par la Régie	2,30 \$/mois	4,70 \$/mois	5,46 \$/mois	8,05 \$/mois
Écart	-0,10 \$/mois,	-0,20 \$/mois	-0,24 \$/mois	-0,35 \$/mois

⁵⁹¹ Pièce [B-0066](#), p. 6.

21 GRILLES DES TARIFS ET TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

[839] La Régie demande au Distributeur de déposer, **au plus tard le 20 mars 2026, à 12 h**, les documents suivants :

- les revenus additionnels requis et les hausses tarifaires au 1^{er} avril 2026, 2027 et 2028 selon le format du tableau A-1 de la pièce B-0060;
- les nouvelles *Grilles des tarifs d'électricité* au 1^{er} avril 2026, au 1^{er} avril 2027 et au 1^{er} avril 2028 conformes aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format des pièces B-0051, B-0052 et B-0053;
- les répartitions des coûts de service par catégories tarifaires tenant compte de la présente décision, telles que présentées aux tableaux 6 des pièces B-0141, B-0141 et B-0143 pour les années témoins 2026, 2027 et 2028;
- les indices d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés aux tableaux 8 des pièces B-0141, B-0141 et B-0143 pour les années témoins 2026, 2027 et 2028;
- les modifications apportées aux textes des *Tarifs d'électricité* pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0232, B-0236 et B-0237 du dossier R-4011-2017;
- la mise à jour du texte des *Tarifs d'électricité* pour les années témoins 2026, 2027 et 2028, conformément à la présente décision, et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation.

[840] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE partiellement la Demande du Distributeur pour les années tarifaires 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029;

RECONNAIT les modifications proposées aux principes réglementaires et pratiques comptables présentées aux annexes A et B de la pièce B-0010, telles que modifiées pour tenir compte des conclusions spécifiées à la section 3 de la présente décision;

REJETTE le principe réglementaire énonçant un mécanisme de lissage des hausses tarifaires pour les tarifs généraux et industriels, tel que proposé par le Distributeur, mais **AUTORISE** l'application des modalités qui y sont prévues pour les années 2026, 2027 et 2028;

AUTORISE la création d'un compte hors base, portant intérêt au taux de la dette à court terme afin de comptabiliser les sommes à remettre à la clientèle en vertu du programme CIIEP;

AUTORISE la création d'un compte hors base, portant intérêt au coût moyen de la dette, et d'amortir sur 50 ans les sommes qui y seront versées en vertu des Ententes autochtones;

ÉNONCE le principe réglementaire relatif à la présentation des données et **ORDONNE** au Distributeur d'appuyer ses prochains dossiers tarifaires de façon à ce que les données de l'année témoin projetée soient, au minimum, supportées par la présentation de deux années historiques, couvrant une période équivalente à chaque année témoin et composée de données réelles, et d'une année de base, comprenant à la fois des données réelles et projetées;

DEMANDE au Distributeur de déposer une version amendée des annexes A et B de la pièce B-0010, reproduisant l'ensemble des modifications reconnues par la présente décision, dans le dossier portant sur le MTSM;

MAINTIENT un taux de perte globale de 7,1 % pour les années 2026, 2027 et 2028 et **DEMANDE** au Distributeur d'ajuster les besoins en énergie et en puissance en conséquence;

RECONNAIT et APPLIQUE, aux fins de la présente décision, les éléments décisionnels applicables au Distributeur qui ont fait l'objet de la décision D-2025-124;

APPROUVE les budgets annuels pour les programmes d'efficacité énergétique, incluant les Panneaux solaires, totalisant respectivement 519,9 M\$ pour 2026, 525,4 M\$ pour 2027 et 548,3 M\$ pour 2028;

APPROUVE les budgets annuels pour les programmes de gestion de puissance totalisant respectivement 78,0 M\$ pour 2026, 79,3 M\$ pour 2027 et 79,5 M\$ pour 2028;

REJETTE la proposition pour établir les coûts des approvisionnements de court terme associés aux besoins de la clientèle ;

ORDONNE au Distributeur d'appliquer les modalités retenues par la Régie et prévues à la section 8.3 de la présente décision et ce, pour évaluer le coût projeté des achats de court terme;

DEMANDE au Distributeur de recalculer la base de tarification pour les années 2026, 2027 et 2028, en tenant compte des éléments décisionnels contenus à la présente décision, ainsi que des décisions D-2025-114, D-2025-124, D-2026-008, ainsi que tout autre ajustement de concordance;

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour les données des rubriques afférentes au calcul des revenus requis pour les années tarifaires 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 en tenant compte de la présente décision et de les déposer pour approbation **au plus tard le 20 mars 2026, à 12 h.**

REJETTE la proposition du Distributeur visant l'introduction de nouveaux frais pour la transmission d'une facture papier aux clients qui maintiennent ou optent pour ce mode de transmission, à compter du 1^{er} octobre 2026;

SE DÉSSAISIT de la demande de modification de l'article 1.3 des Conditions de service et **DEMANDE** au Distributeur de déposer la preuve concernant cette demande dans le dossier R-4333-2026;

REJETTE la proposition relative au tarif DS et au tarif Flex DS et, par conséquent, **MAINTIENT** le tarif DP;

ACCEPTE la demande du Distributeur de fermer l'Option de crédit hivernal aux nouveaux adhérents à compter du 31 mars 2026;

APPROUVE le tarif nouveau FP pour les pompes incendie, tel que proposé;

APPROUVE les modifications aux articles 2.61, 2.69, 2.79, 3.12, 3.20, 4.32 et 12.14 des *Tarifs d'électricité*, ainsi que les modifications diverses de mise à jour, tel que proposé;

ESTIME les hausses tarifaires annuelles pour les tarifs domestiques sur le cycle tarifaire 2026-2028, à 3,0 %, 3,0 % et de 2,6 %, en tenant compte des revenus requis, tels que modifiés par la présente décision et conformément au décret 1239-2025;

DEMANDE au Distributeur d'appliquer les modalités du mécanisme de lissage proposées, afin de préciser la hausse tarifaire annuelle des clients des tarifs généraux et industriels, de telle sorte qu'elle permette de récupérer le revenus requis établi pour le cycle tarifaire, déduction faite de la part récupérée par les tarifs domestiques selon les hausses tarifaires déterminées. Ces hausses doivent refléter les revenus requis précisés à la section 14 de la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de déposer, **au plus tard le 20 mars 2026, à 12 h**, les documents énumérés à la section 20;

RÉSERVE sa décision sur les demandes de traitement confidentiel du Distributeur;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels de la présente décision.

François Emond
Régisseur

Sylvie Durand
Régisseur

Michel Simard
Régisseur