D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2025-033	R-4270-2024	6 mars 2025
	Phase 3	

PRÉSENTS :

Louise Rozon
Simon Turmel
Pierre Dupont
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond de la Phase 3

Demande de fixation des tarifs et des conditions d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (années 2023, 2024 et 2025) et de distribution d'électricité (année 2025-2026)

Demanderesse :

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD)
représentée par M^es^ Joelle Cardinal, Marie-Michelle Côté et Simon Turmel.

Intervenants :

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)
représenté par M^es^ Steve Cadrin et Carolyne Fauteux-Filion;

Association canadienne de l'électricité renouvelable (ACER)
représentée par M^es^ Marie-Pierre Boudreau et Pierre-Olivier Charlebois;

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

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

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)
représentée par M^es^ Gaëlle Obadia et André 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 (ROEÉ)
représenté par M^es^ Hadrien Burlone et Franklin S. Gertler;

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^es^ Hélène Sicard et Serena Trifiro;

Union des producteurs agricoles (UPA)
représentée par M^e^ Rémi Jolicoeur.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ACRONYMES 8

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS 8

1 DEMANDE 9

2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE 9

3 STRATÉGIE RÉSEAU 11

4 STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU 12

4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR 12
4.1.1 Suivi du Distributeur 12
4.1.2 Ententes de paiement adaptées 13
4.1.3 Centre d'accompagnement 14
4.2 POSITION DES INTERVENANTS 15
4.3 OPINION DE LA RÉGIE 15

5 PERFORMANCE ET BALISAGE 16

5.1 INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE 16
5.1.1 Résultats des indicateurs de qualité de service 16
5.1.2 Modification des indicateurs 18
5.1.3 Opinion de la Régie 20
5.1.4 Balisage 20
5.2 INDICATEUR D'EFFICIENCE 24

6 PRINCIPES RÈGLEMENTAIRES, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES 27

6.1 MISE À JOUR DES PRINCIPES RÈGLEMENTAIRES, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES RECONNUS À CE JOUR 27
6.2 MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES PROPOSÉES POUR APPROBATION 28
6.2.1 Aide financière pour l'électrification du REM 28
6.2.2 Évolution de l'actif règlementaire lié aux programmes d'efficacité énergétique et de GDP 30
6.2.3 Révision des durées de vie utile des immobilisations corporelles et actifs incorporels 31
6.2.4 Opinion de la Régie 32

7 POLITIQUE FINANCIÈRE ET COÛT DE CAPITAL 34

8 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE 34

9 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ 35

9.1 DEMANDE DU DISTRIBUTEUR 36
9.1.1 Coûts évités en énergie 36
9.1.2 Coûts évités en puissance 37
9.1.3 Coûts évités de transport et de Distribution 39
9.2 POSITIONS DES INTERVENANTS 39
9.3 OPINION DE LA RÉGIE 43

10 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES 46

11 APPROVISIONNEMENTS ET ACHATS D'ÉLECTRICITÉ 47

11.1 APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ 47
11.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ 47
11.3 INDICATEUR DE PERFORMANCE DES ACHATS DE COURT TERME 48

12 SERVICE DE TRANSPORT 49

13 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE 49

13.1 CHARGES D'EXPLOITATION 50
13.2 AUTRES CHARGES 51
13.3 AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS 53
13.4 FRAIS CORPORATIFS 53
13.5 REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ 53
13.6 RABAIS SUR VENTES POUR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU 54
13.7 RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION ET AMORTISSEMENTS 55

14 BASE DE TARIFICATION ET MISE EN SERVICE 56

14.1 MISES EN SERVICE ENTRE 2019 ET 2022 58
14.2 MISES EN SERVICE DEPUIS 2023 59

15 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE GDP 63

15.1 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 65
15.1.1 Marché résidentiel 66
15.1.2 Marché affaires 68
15.1.3 Réseaux autonomes 68
15.2 PROGRAMMES DE GDP 69
15.3 ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES 70
15.4 SUIVIS ANNUELS 72
15.5 POSITION DES INTERVENANTS 72
15.6 OPINION DE LA RÉGIE 74
15.6.1 Programmes d'efficacité énergétique 75
15.6.2 Programmes de GDP 80
15.6.3 Analyses économiques et financières 81
15.6.4 Suivis annuels 83

16 REVENUS REQUIS 85

17 CONDITIONS DE SERVICE 88

18 TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2025-2026 88

18.1 RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE 88
18.2 HAUSSES TARIFAIRES 90
18.3 PLAFONNEMENT DE LA HAUSSE AUX TARIFS DOMESTIQUES 90
18.3.1 Demande du Distributeur 90
18.3.2 Positions des intervenants 91
18.3.3 Opinion de la Régie 93
18.4 MODULATION DE LA HAUSSE TARIFAIRE POUR LES CLIENTS DU TARIF L 94
18.4.1 Position du Distributeur 94
18.4.2 Positions des intervenants 95
18.4.3 Opinion de la Régie 96
18.5 STRATÉGIE TARIFAIRE 96

18.5.1 Demande du Distributeur 96
18.5.2 Positions des intervenants 97
18.5.3 Opinion de la Régie 99

19 TARIFS D'ÉLECTRICITÉ EN VIGUEUR AU 1ER AVRIL 2025 100

19.1 AJOUT D'UNE PRIME DE PUISSANCE POUR LA PUISSANCE DISPONIBLE INUTILISÉE AU TARIF LG 100
19.1.1 Demande du Distributeur 100
19.1.2 Position des intervenants 105
19.1.3 Opinion de la Régie 108
19.2 FERMETURE DU TARIF DE RELANCE INDUSTRIELLE 111
19.2.1 Position du Distributeur 111
19.2.2 Opinion de la Régie 113
19.3 CONSOMMATION NON-AUTORISÉE PENDANT LES PÉRIODES DE RESTRICTION 114
19.3.1 Historique règlementaire 114
19.3.2 Demande du Distributeur 115
19.3.3 Position des intervenants 119
19.3.4 Opinion de la Régie 121
19.4 AUTRES MODIFICATIONS DE TARIFS 125
19.4.1 Tarif BR 125
19.4.2 Modifications pour les réseaux autonomes 127
19.4.3 Modifications des services Visilec, VigieLigne et Signature 130
19.4.4 Modifications diverses 131

20 SUIVIS DE DÉCISIONS 133

21 HAUSSES TARIFAIRES ESTIMÉES 134

DISPOSITIF : 135

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
CFR	compte de frais reportés
CMPC	coût moyen pondéré en capital
DDR	demande de renseignements
GDP	gestion de la demande de puissance
MCC	méthode de cheminement des coûts
MIV	maîtrise intégrée de la végétation
PCGR	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PDA	puissance disponible autorisée
TCTR	Test du coût total en ressources
TNT	Test de neutralité tarifaire
TP	Test du participant
TA	Test de l'administrateur public

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 1er août 2024, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) déposent à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande afin de modifier les tarifs et les conditions de transport d'électricité pour les années 2023, 2024 et 2025, et de distribution d'électricité pour l'année 2025-2026 (la Demande).

[2] Cette demande est déposée à la Régie, en vertu des articles 30, 31 (1°), 32, 34, 48, 48.2, 49, 52.1, 52.2 et 52.3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1] (la Loi).

[3] Il s'agit de la première demande tarifaire du Distributeur depuis l'adoption, en 2019, de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*[2] (Loi sur la simplification).

[4] La Demande est examinée en quatre phases selon le calendrier fixé par les décisions et les lettres procédurales de la Régie[3]. La présente décision porte sur les tarifs et certaines conditions de distribution d'électricité pour l'année 2025-2026 (Phase 3).

[5] L'audience de la Phase 3 se déroule du 5 au 13 décembre 2024. La Régie entame son délibéré à compter de cette dernière date.

2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[6] Pour l'année tarifaire 2025-2026, le Distributeur demande une hausse tarifaire moyenne de 3,8 % répartie comme suit :

- 3,9 % pour les clients aux tarifs domestiques, plafonnés à 3 %;

---

1 RLRQ, c. R-6.01.

2 LQ 2019, c. 27.

3 Décisions D-2024-081, D-2024-097, D-2024-109 et pièces A-0007, A-0036, A-0043 et A-0063.

- 3,9 % pour les clients aux tarifs généraux;
- 3,3 % pour les clients industriels de grande puissance au tarif L.

[7] Pour les motifs énoncés dans la présente décision, la Régie estime la hausse tarifaire moyenne à 3,3 % répartie comme suit :

- 3,6 % pour les clients aux tarifs domestiques et aux tarifs généraux;
- 1,7 % pour les clients industriels de grande puissance au tarif L.

[8] La figure suivante présente la hausse mensuelle de la facture 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 1

HAUSSE 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	2,42 $/mois	4,52 $/mois	5,99 $/mois	7,39 $/mois
Hausse estimée par la Régie	2,90 $/mois	5,42 $/mois	7,19 $/mois	8,87 $/mois
Écart	0,48 $/mois,	0,90 $/mois	1,20 $/mois	1,48 $/mois

3 STRATÉGIE RÉSEAU

[9] Le Distributeur présente son Plan de fiabilité et de résilience (le Plan) qui établit des objectifs d'amélioration de la fiabilité du réseau de distribution et des mesures pour les atteindre[4]. Ce Plan s'articule autour de trois axes, soit la fiabilité et la résilience du réseau, la résilience communautaire et la résilience des clients.

[10] Le Distributeur se fixe un objectif de réduction de pannes de 35 % d'ici 2035 et compte dégager annuellement 220 000 portées.

[11] Dans sa décision D-2025-022, la Régie approuve une pratique comptable règlementaire visant à capitaliser les coûts de maîtrise de la végétation. Elle reconnaît la nécessité des budgets demandés par le Distributeur afin de planifier et de réaliser ces travaux pour l'année 2025[5].

[12] Selon le Plan, le Distributeur entend également réaliser les activités suivantes afin d'améliorer la qualité du réseau de distribution[6] :

- 7 500 interventions de maintenance sur différents équipements telles que le remplacement de transformateurs, de conducteurs et de traverses et l'ajout de pare-animaux;
- Inspection de 17 000 km de lignes aériennes, de 200 000 poteaux et de 10 000 ouvrages de génie civil et équipements stratégiques;
- Implantation ou remplacement de 28 000 poteaux, dont 500 en composite mieux adaptés à certains milieux spécifiques;
- Installation de 12,5 km de fils électriques isolés afin de limiter les contacts avec la végétation;
- Mise à l'essai d'une nouvelle technique d'enfouissement des lignes directement dans le sol, sans canalisation de béton.

---

4 Pièce B-0025, p. 5.
5 Décision D-2025-022, p. 24 à 27.
6 Pièce B-0025, p. 6.

[13] Le Distributeur vise à réduire de 40 % le délai moyen de réalisation des travaux les plus courants liés à l'alimentation de ses clients d'ici 2028, lesquels représentent environ la moitié des demandes d'alimentation. Il précise que l'amélioration de la qualité du service passe également par une meilleure communication avec la clientèle[7].

[14] En matière de planification de réseau, le Distributeur mise sur l'établissement des plans d'évolution permettant de « définir une vision d'architecture de réseau qui intègre à la fois les besoins de croissance, l'intégration de ressources de production (distribuées ou non), le rôle du client, les besoins en matière de gestion de l'actif et finalement les besoins en rehaussement de fiabilité »[8]. Le Distributeur souligne que son modèle de gestion des actifs repose sur une approche par zone, selon les besoins et selon la performance actuelle, pour s'assurer de poser le meilleur geste au meilleur endroit et au meilleur moment pour ses clients[9].

[15] La Régie prend acte des actions que le Distributeur entend prendre pour atteindre ses objectifs en matière de fiabilité de l'alimentation et de qualité de service. **La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son prochain dossier tarifaire, l'état d'avancement de son Plan.**

4 STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

4.1.1 SUIVI DU DISTRIBUTEUR

[16] Conformément aux décisions D-2019-027 et D-2020-055, le Distributeur dépose le suivi annuel de sa stratégie visant à soutenir les ménages à faible revenu[10].

---

7 Pièce B-0025, p. 11 et 12.

8 Pièce B-0025, p. 10.

9 Pièce A-0102, p. 33.

10 Dossiers R-4057-2018 Phase 1, décision D-2019-027, p. 13 à 17 et R-4100-2019, décision D-2020-055, p. 15.

[17] Le Distributeur soumet qu'il collabore avec les associations de consommateurs depuis près de 25 ans dans le but d'améliorer, de façon continue, les services qui sont offerts aux ménages à faible revenu. À cet égard, les travaux de la Table de travail sur le recouvrement (la Table) se poursuivent de façon régulière. Le Distributeur rappelle que lors du renouvellement de son mandat pour la période 2017-2019, la Table a élargi la portée de ses travaux aux enjeux de l'ensemble de la clientèle résidentielle, répondant ainsi à l'invitation de la Régie formulée dans sa décision D-2015-018[11]. Ce mandat a été reconduit à deux reprises depuis, soit pour les périodes 2020 à 2022 et 2023 à 2025.

[18] Le Distributeur souligne qu'il a amorcé, en 2017, le financement des activités d'accompagnement budgétaire effectuées par les associations de consommateurs. À la suite des travaux du comité de financement de la Table, il remet annuellement une enveloppe budgétaire indexée en parts égales aux différentes associations, qu'elles soient affiliées ou non aux regroupements. Le Distributeur a remis aux associations un montant de 654 000 $ pour l'année 2023. Celui prévu pour l'année 2024 est de 669 000 $[12].

[19] En réponse à un engagement pris en audience, le Distributeur soulève des difficultés à identifier adéquatement et rejoindre directement les ménages à faible revenu, et être ainsi en mesure d'adapter son offre à ses réels besoins. Aussi, il estime que l'ajout de budgets n'est pas nécessairement la solution et que la collaboration avec des associations de consommateurs « peut s'avérer un exemple d'action visant à améliorer » son impact auprès des ménages à faible revenu[13].

4.1.2 ENTENTES DE PAIEMENT ADAPTÉES

[20] Le Distributeur indique que la période écoulée depuis le dernier dossier tarifaire a été marquée par une pandémie mondiale qui l'a forcé à adopter des mesures d'allègement importantes envers l'ensemble de sa clientèle, ce qui a aussi bénéficié aux ménages à faible revenu.

---

11 Dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, p. 24.

12 Pièce B-0028, p. 5 et 6.

13 Pièce B-0286.

[21] Ainsi, plusieurs ajustements ont été apportés afin de soutenir l'effort budgétaire consacré par les ménages à faible revenu à leur facture[14] :

- Suspension de l'ensemble des activités de recouvrement;
- Possibilité pour le client de définir les termes de son entente;
- Prolongation du délai pour fournir des preuves de revenu;
- Suspension des frais d'administration sur les sommes sous ententes de paiement depuis octobre 2020;
- Depuis 2021, fin de l'obligation pour les clients, en droit de bénéficier d'une entente personnalisée, de passer par une entente sans frais d'administration avant de se voir offrir une entente personnalisée;
- Accès à la demande des associations de consommateurs de ne plus prendre en considération les allocations familiales reçues dans le calcul des revenus du ménage, afin d'offrir des ententes plus généreuses;
- En 2023 et pour faire face aux défis liés à l'inflation, assouplissements temporaires apportés aux critères d'admissibilité. Ces assouplissements ont été reconduits en 2024 et le Distributeur entend les reconduire en 2025.

4.1.3 CENTRE D'ACCOMPAGNEMENT

[22] En 2018, le Distributeur a mis en place, à la demande de la Régie, un centre d'accompagnement pour coordonner ses interventions et harmoniser ses services auprès des ménages à faible revenu[15].

[23] Le Distributeur indique que, conjointement avec le Bureau de la transition climatique et énergétique du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, le seuil minimal de consommation de 150 $ par mois établi en 2021 pour le transfert téléphonique des appels au centre d'appels Éconologis a été maintenu en 2024.

---

[14] Pièces B-0028, p. 6 et A-0112, p. 35.

[15] Pièces B-0028, p. 6.

4.2 POSITION DES INTERVENANTS

OC[16]

[24] OC constate que le Distributeur prévoit allouer une enveloppe budgétaire de 669 000 $ aux initiatives de la Table en 2024, ce qui représente une augmentation de 2,3 % par rapport à 2023. En réponse à sa DDR, le Distributeur précise que cette hausse est calculée en fonction de l'IPC prévu pour 2025 selon les données fournies par le ministère des Finances.

[25] Selon OC, une augmentation de 3 %, correspondant à la hausse tarifaire pour la clientèle domestique, apparaît raisonnable et représenterait un ajout de 19 620 $ par rapport au budget de 2023, soit 4 620 $ de plus que le montant actuellement prévu. OC considère que le Distributeur enverrait ainsi un signal sur l'importance qu'il accorde à ses relations avec les associations et à son engagement envers le soutien aux ménages à faible revenu.

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[26] La Régie prend acte et se déclare satisfaite du suivi 2023 de la stratégie visant à soutenir les ménages à faible revenu. **Elle demande au Distributeur de poursuivre le suivi annuel de cette stratégie de façon administrative et dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

[27] À l'instar d'OC[17], la Régie accueille favorablement les assouplissements temporaires apportés aux critères d'admissibilité permettant d'accroître l'accès à des ententes personnalisées et prend acte de l'intention du Distributeur de les poursuivre en 2025.

---

16 Pièces C-OC-0021, p. 13 à 18 et C-0108, p. 14 à 17.

17 Pièce A-0108, p. 225 et 226.

[28] La Régie considère que l'ajustement proposé par OC, soit une hausse du budget pour les initiatives de la Table équivalente à la hausse tarifaire pour la clientèle résidentielle, permet de satisfaire les objectifs des associations de consommateurs et du Distributeur. **Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur d'ajuster l'enveloppe budgétaire en conséquence**.

5 PERFORMANCE ET BALISAGE

5.1 INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[29] Les indicateurs de performance du service à la clientèle ont continuellement évolué afin de permettre d'évaluer les services rendus par le Distributeur. Les changements organisationnels touchant Hydro-Québec nécessitent des modifications de certains d'entre eux[18]. Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service et dépose un ensemble de propositions relatives à la modification, au remplacement ou au retrait d'indicateurs de performance en matière de qualité de service.

5.1.1 RÉSULTATS DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[30] Le Distributeur soumet le bilan des résultats annuels des indicateurs de qualité du service dans les champs d'intervention suivants : satisfaction de la clientèle, fiabilité du service électrique, alimentation électrique et services à la clientèle. Il présente les résultats pour une période de 5 ans (2019 à 2023) ainsi que les résultats du premier semestre de 2023 et de 2024.

[31] Le Distributeur fait état, sur la période 2018-2022, d'une augmentation des indices de continuité brut (99 %) et normalisé (22 %) ainsi que de la durée moyenne des interruptions par client basse et moyenne tensions de 60 %. Du côté du nombre de pannes

[18] Dossiers R-4057-2018, décision D-2019-027, p. 21, R-4011-2017, décision D-2018-025, p. 27, et R-4100-2019, décision D-2020-055, p. 17.

basse tension, une baisse de 6 % a été notée résultant du rehaussement des connectiques de transformateurs débuté en 2021. En réponse à un engagement pris en audience, le Distributeur fait également état d'une augmentation du nombre normalisé de pannes moyenne tension durant la période 2019-2023, passant de 15 998 à 16 716 pannes.

[32] Le Distributeur explique cette évolution de la fréquence et de la durée des pannes par l'augmentation de l'intensité des aléas climatiques et souligne l'impact de cinq évènements météorologiques d'importance en 2019, 2022 et 2023.

[33] Le taux de respect des engagements relatifs à la première date annoncée est passé de 90 % en 2019 à 74 % en 2023. Le Distributeur explique ces changements par une hausse importante de la demande, l'élargissement des critères permettant d'inclure les délais de certains travaux de transformateurs sur une demande de raccordement simple, la complexité grandissante des raccordements et l'amenuisement de la capacité du réseau.

[34] Le taux de respect global des interruptions planifiées est passé de 84 % à 71 % sur la période 2019-2023.

[35] Le Distributeur se donne comme objectif de réduire de 35 % le nombre de pannes à l'horizon 2030-2033. Il compte appuyer sa stratégie de maintenance sur trois axes soit : la résilience du réseau, la résilience des communautés et la résilience des clients.

Position des intervenants

[36] La FCEI constate une dégradation de certains indices reliés à la qualité du service, en particulier au niveau d'indicateurs d'indice de continuité et des pannes. Les investissements en amélioration de la connectique permettent une amélioration en 2023 et 2024. Cependant, la FCEI soutient que l'établissement de l'objectif de réduction des pannes de 35 % repose sur une analyse insuffisante.

[37] Le ROEÉ aborde les axes visant l'accroissement de la résilience des communautés, des clients et l'accélération du traitement des demandes en électricité. Il est préoccupé par la dégradation des délais de branchement des clients et recommande un suivi sur le nombre de bâtiments pour lesquels le délai de branchement est de plus de 12 mois.

[38] L'UPA souligne l'impossibilité d'évaluer l'impact de la hausse de l'indice de continuité et l'évolution des délais de raccordement sur la clientèle agricole.

Opinion de la Régie

[39] La Régie comprend que les aléas climatiques, l'augmentation de la demande, les demandes plus complexes ainsi que l'âge des actifs du réseau ont un impact important sur les résultats des indicateurs en matière de qualité de service. La Régie est d'avis que les investissements de maintenance projetés en travaux de maîtrise de la végétation et en remplacement d'actifs devraient avoir des impacts positifs sur la résilience du réseau et sur l'amélioration des indicateurs de performance en matière de qualité de service.

[40] En conséquence, la Régie s'attend à ce que le Distributeur poursuive sa stratégie de maintenance visant l'amélioration du réseau de distribution et de la qualité du service.

5.1.2 MODIFICATION DES INDICATEURS

Remplacement de l'indicateur Taux de fréquence des accidents du Distributeur par l'indicateur Taux de fréquence des accidents – Hydro-Québec global[19]

[41] L'évolution organisationnelle d'Hydro-Québec vers *Une Hydro* n'a pas permis au Distributeur de produire cet indicateur pour le secteur de la distribution au cours des années 2022 et 2023. Dorénavant, le Distributeur doit utiliser un indicateur global taux de fréquence des accidents pour l'ensemble d'Hydro-Québec.

Remplacement de l'indicateur Indice de satisfaction de la clientèle (ISC) par l'indicateur Indice d'expérience client (IEC)[20]

[42] Le Distributeur soutient que la méthodologie d'établissement de l'indicateur ISC basée sur les résultats de sondages permet difficilement d'utiliser les résultats afin

[19] Pièce B-0030, p. 5 et 6.
[20] Pièce B-0030, p. 6 et 7.

d'identifier les leviers spécifiques pour l'amélioration de la satisfaction de la clientèle. De plus, elle rend difficile l'analyse comparative avec d'autres entreprises. Finalement, elle rend l'indice sensible à des éléments exogènes qui viennent altérer les résultats.

[43] La méthodologie proposée pour l'IEC vise la cueillette des informations des clients interagissant avec le Distributeur et comble les lacunes précitées.

[44] Le nouvel indicateur cible l'évaluation de la satisfaction générale envers Hydro-Québec dans son ensemble, les réponses aux attentes envers le service reçu et la facilité d'affaires avec l'organisation.

[45] L'objectif du nouvel indicateur est de permettre pour l'organisation de mieux optimiser les processus grâce à une meilleure rétroaction des clients.

Remplacement de l'indicateur Taux de résolution au 1er appel par l'indicateur Indice d'expérience client (IEC)[21]

[46] Le Distributeur soutient que le nouvel indicateur IEC permet de mieux cibler les facteurs de satisfaction globale d'interaction de la clientèle plutôt qu'un sondage de perception de la clientèle.

Modification de l'indicateur Nombre de contacts Web par client[22]

[47] Le Distributeur souhaite améliorer cet indicateur afin de tenir compte de l'augmentation importante de l'utilisation par la clientèle de l'Info-pannes au cours des dernières années. Deux sous-indicateurs seront ajoutés : Nombre de contacts Info-pannes par client et Nombre de contacts Web des libres-services.

[48] Il souhaite ainsi améliorer la précision des résultats de l'indicateur Nombre de contacts Web par client par l'ajout des sous-indicateurs, préciser les informations

21 Pièce B-0030, p. 7.

22 Pièce B-0030, p. 7 et 8.

obtenues pour les contacts de la clientèle de l'Info-pannes et améliorer l'analyse de l'évolution des résultats des autres contacts Web de la clientèle.

5.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[49] La Régie constate qu'aucun intervenant ne s'est prononcé sur les demandes du Distributeur à l'égard de ses indicateurs de qualité de service.

[50] La Régie considère que les modifications proposées aux indicateurs permettent d'assurer un suivi de l'évolution de la qualité de service en respect avec l'objectif initial de tels indicateurs. Les changements proposés par le Distributeur permettent également d'adapter le suivi de la performance à la suite de l'évolution vers *Une Hydro*.

[51] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie :

- **Approuve le remplacement de l'indicateur Taux de fréquence des accidents du Distributeur par l'indicateur Taux de fréquence des accidents d'Hydro-Québec global;**
- **Approuve le remplacement de l'indicateur Indice de satisfaction de la clientèle (ISC) par l'indicateur Indice d'expérience client (IEC);**
- **Approuve le remplacement de l'indicateur Taux de résolution au 1er appel par l'indicateur Indice d'expérience client (IEC) ;**
- **Approuve la modification de l'indicateur Nombre de contacts Web par client.**

5.1.4 BALISAGE

[52] Le Distributeur participe à des exercices de balisage administrés par des firmes externes afin de comparer ses pratiques avec celles d'autres entreprises de services publics à l'aide de données quantitatives et qualitatives. Conformément à la décision

D–2020-055[23], le Distributeur dépose le compte-rendu des exercices de balisage externe[24].

[53] Le tableau suivant présente les faits saillants des résultats du balisage des activités liées aux Services à la clientèle :

TABLEAU 1

INDICATEURS LIÉS AUX SERVICES À LA CLIENTÈLE – FQC

2017 À 2022[25]

Indicateur	Faits saillants
Délai moyen de réponse téléphonique (en secondes)[26]	En hausse en 2022 (132 secondes) par rapport à la performance de 2020 (101 secondes). L'écart entre le Distributeur et les entreprises qui ont participé au sondage est passé d'environ 50,4 secondes en 2018 à environ 4,8 secondes en 2022. Cette diminution s'explique par une croissance du délai moyen de réponse des entreprises participant au sondage entre 2017 et 2022. Pendant cette période, ce délai augmente de 55,8 secondes pour les entreprises de l'échantillon alors qu'il n'augmente que de 10 secondes pour le Distributeur.
Taux d'abandon téléphonique (point de pourcentage)[27]	La performance du Distributeur a suivi la même tendance en ce qui concerne le taux d'abandon téléphonique. L'écart entre le Distributeur et les entreprises qui ont participé au sondage est passé de 1,3 % en 2018 à –0,6 % en 2022. Depuis 2020, le Distributeur présente de meilleurs résultats que la moyenne des entreprises de l'échantillon.
Pourcentage de factures électroniques	Le pourcentage de factures émises de façon électronique a augmenté de façon constante au cours des dernières années tant pour le Distributeur que pour les autres entreprises de services publics ayant participé au sondage. Le taux d'adoption de la facture électronique est toujours plus élevé et le taux de croissance est parmi les plus élevés des participants au balisage. L'écart entre le Distributeur et les autres participants est de près de 20 % en 2022. Le Distributeur soutient que la progression de l'adoption de la facture a atteint un certain niveau de maturité.

23 Dossier R-4100-2019, décision D-2020-055, p. 14, par. 55 [Suivi no 13].

24 Pièce B-0030, annexe C, p. 25 à 44.

25 Pièce B-0030, p. 25 à 32.

26 Le délai moyen de réponse représente le temps, mesuré en secondes, qui s'écoule entre le moment où le client termine sa sélection dans le menu d'accueil et le moment où un représentant répond à son appel.

27 Le taux d'abandon représente le pourcentage de clients qui ont mis fin à leur appel avant que celui-ci ne soit pris en charge par un représentant.

Indicateur	Faits saillants
Pourcentage de services web[28]	Le pourcentage de services web se situe à plus de 70% depuis 2017. Sur la période analysée, le Distributeur montre sa position de leader par rapport aux entreprises ayant participé au balisage avec un écart de plus de 30 points de pourcentage en 2022.
Pourcentage de factures estimées[29]	Sur la période analysée, la performance du Distributeur s'améliore constamment, en passant de 2,01 % à 1,24 %. La tendance s'accentue avec la présence de plus en plus grande des compteurs communicants. Considérant le faible pourcentage résiduel de factures à estimer, le Distributeur est d'avis qu'il serait difficile pour lui d'obtenir de meilleurs résultats que ceux présentés.

[54] Pour les activités liées au réseau de distribution, le Distributeur présente les résultats de balisage de First quartile Consulting (FQC) ainsi que ceux réalisés par *l'Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) et par Électricité Canada (ÉC).

[55] Le tableau suivant présente les faits saillants des résultats du balisage de FQC :

TABLEAU 2

INDICATEURS LIÉS AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION– FQC

2016 À 2022[30]

Indicateur	Faits saillants
Indice de continuité brut (en minutes)	Entre 2019 et 2022, des variations importantes peuvent être observées entre le IC brut du Distributeur et celui des autres participants. Les écarts de 2019 et 2022 s'expliquent par la perturbation du réseau causée par deux événements climatiques importants au Québec[31] et la non-participation du Distributeur au balisage, ayant pour conséquence de ne pas inclure la performance de cet dernier dans la moyenne de l'échantillon en 2019 et en 2022.
Indice de continuité normalisé (en minutes)	En excluant les événements majeurs, l'IC normalisé est systématiquement au-dessus de la moyenne de l'industrie sur une base historique. La performance du Distributeur le place dans le 4e quartile.

[28] Le pourcentage de services web représente le nombre total de transactions et de consultations d'information dans les libres-services offerts à la clientèle sur le total des contacts fait dans l'ensemble des canaux de communication d'Hydro-Québec.

[29] Le pourcentage de factures estimées indique le pourcentage de factures qui ont été émises sur la base d'une estimation de la consommation sur le nombre total de factures émises.

[30] Pièce B-0030, p. 34 à 36.

[31] Pièce B-0030, p. 33 et 34.

[56] En 2022, 74 distributeurs d'électricité du Canada et des États-Unis ont participé aux exercices de balisage de l'IEEE.

[57] Le tableau suivant présente les faits saillants des résultats du balisage de l'IEEE :

TABLEAU 3

INDICATEURS LIÉS AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION – IEEE

2018 À 2022[32]

Indicateur	Faits saillants
Indice de continuité (SAIDI) brut	L'indice de continuité brut se situe dans le 3e et le 4e quartile du balisage de l'IEEE. Hydro-Québec explique la performance de 2019 par une période de verglas (avril) et une tempête automnale caractérisée par de forts vents et de fortes pluies (novembre). Elle explique la performance de 2022, par le Derecho (mai) et une tempête de neige (décembre). Depuis 2018, la tendance de l'IC brut est à la hausse pour Hydro-Québec. Cette tendance s'observe aussi chez les autres participants du balisage tout en étant beaucoup moins soutenue.
Durée moyenne des interruptions par client (CAIDI) brute	En excluant les événements majeurs, l'IC normalisé du Distributeur est systématiquement au-dessus de la moyenne de l'industrie sur une base historique, plaçant ce dernier dans le 4e quartile.
Nombre moyen d'interruptions par client alimenté (SAIFI) brut	L'indice de fréquence brut d'Hydro-Québec dont le principal contributeur est le Distributeur, se situe dans le 4e quartile pour toute la période. Les événements climatiques de 2019 et 2022 expliquent à nouveau les écarts entre Hydro-Québec et les autres participants. Depuis 2018, la tendance de l'indice de fréquence brut est à la hausse.

[58] ÉC est un regroupement d'une quarantaine d'entreprises de services publics œuvrant en distribution d'électricité et réparties sur le territoire canadien.

[59] Le tableau suivant présente les faits saillants des résultats du balisage de l'ÉC :

[32] Pièce B-0030, p. 36 à 40.

TABLEAU 4

INDICATEURS LIÉS AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION – ÉC

2018 À 2022[33]

Indicateur	Fait saillants
Indice de continuité (SAIDI) brut	Pour la période de 2018 à 2022, à l'exception de 2019, l'IC brut du Distributeur est similaire à celui des principaux distributeurs canadiens du balisage. L'écart significatif d'Hydro-Québec en 2019 se justifie par les deux événements météorologiques régionaux importants mentionnés précédemment. L'indice de continuité brut du Distributeur atteint des sommets inégalés en 2022 tout comme ceux d'ÉC.
Durée moyenne des interruptions par client (CAIDI) brute	La performance du Distributeur à l'égard de la DMC brute est, de façon globale, supérieure ou équivalente à celles des autres distributeurs balisés (ÉC, distributeurs ontariens et BC Hydro), sauf pour l'année 2019 et 2022. La détérioration de l'indicateur du Distributeur en 2019 et en 2022 est attribuable aux événements climatiques majeurs mentionnés précédemment.
Nombre moyen d'interruptions par client alimenté (SAIFI) brut	L'indice de fréquence du Distributeur est, de façon globale, supérieur à ceux des principaux distributeurs canadiens du balisage (ÉC, distributeurs ontariens et BC Hydro). Depuis 2014, l'indice de fréquence du Distributeur est à la hausse, tendance aussi observée dans une moindre mesure pour ÉC.

[60] La Régie constate qu'aucun intervenant n'a soulevé d'enjeu au sujet des exercices de balisage externe auxquels le Distributeur a participé. **La Régie prend acte des résultats des exercices de balisage externe et demande au Distributeur de traiter le prochain compte rendu de ces exercices dans le cadre du prochain dossier tarifaire et de documenter les pratiques mises en œuvre pour maintenir ou améliorer sa performance.**

5.2 INDICATEUR D'EFFICIENCE

[61] À la suite de l'évolution vers *Une Hydro*, le Distributeur indique être incapable de produire ou de modifier certains indicateurs d'efficience internes[34]. Le tableau D-1 de la pièce B-0047[35] présente les modifications proposées aux indicateurs depuis le dossier R-4011-2017[36].

---

33 Pièce B-0030, p. 40 à 43.

34 Pièce B-0047, p. 25.

35 Pièce B-0047, p. 66.

36 Dossier R-4011-2017, pièce B-0009, p. 9 et 10 et décision D-2018-025 p. 22 à 24.

[62] Le Distributeur propose six indicateurs d'efficience qui tiennent compte de l'évolution récente de son contexte d'affaires. Quatre indicateurs portent sur les activités du Distributeur de façon globale alors que deux autres réfèrent spécifiquement aux activités Expérience client et commercialisation et Conception, construction et exploitation du réseau de distribution[37].

[63] L'évolution du contexte d'affaires ainsi que la non-disponibilité de certaines informations historiques ne permettent pas au Distributeur de présenter ces six nouveaux indicateurs sur une période de 5 ans. Il présente uniquement l'évolution des indicateurs depuis 2023[38]. Plusieurs des indicateurs ont fortement augmenté, malgré la nouvelle pratique comptable pour la maîtrise de la végétation, approuvée par la Régie dans sa décision D-2025-022, qui aide à contenir leur croissance[39].

[64] Le Distributeur soumet qu'il lui sera difficile de maintenir la croissance moyenne des indicateurs sous l'inflation sur une période de 5 ans, tel que visé dans les dossiers tarifaires précédents. Le contexte évolutif et l'augmentation de la demande expliquent les difficultés à maintenir cette croissance sous l'inflation[40].

[65] La Régie constate qu'aucun intervenant n'a soulevé d'enjeu à ce sujet.

[66] La Régie est d'avis que les modifications proposées maintiennent l'esprit des indicateurs précédents et fournissent une information pertinente de l'évolution de la performance du Distributeur dans le cadre du nouveau contexte d'affaires.

[67] **En conséquence, la Régie approuve les nouveaux indicateurs d'efficience internes proposés. La Régie demande au Distributeur de fournir, lors de son prochain dossier tarifaire, un suivi de l'évolution des indicateurs d'efficience couvrant les 5 dernières années disponibles au moment du dépôt du suivi.**

---

37 Pièce B-0047, p. 26 et annexe D.

38 Pièce B-0047, p. 26 et 27.

39 Pièce B-0047, p. 26, tableau 24.

40 Pièce A-0102, p. 212.

[68] Le Distributeur rappelle que le Plan d'action 2035 aura des impacts financiers importants au cours des 10 prochaines années[41]. Les investissements massifs en entretien du réseau de distribution, le contrôle de la végétation, l'amélioration technologique, la réalisation de la transition technologique et l'approvisionnement d'une demande croissante exerceront une grande influence sur l'évolution des indicateurs d'efficience.

[69] Le balisage externe permet de comparer les résultats du Distributeur avec ses pairs, et d'évaluer plus facilement si la croissance des indicateurs d'efficience est relativement cohérente avec celle observée au sein de l'industrie. La majorité des entreprises comparables nord-américaines devront évoluer dans un environnement d'affaires touchant des enjeux similaires au cours des prochaines années, en particulier les investissements et les charges associées à la pérennité d'infrastructures vieillissantes.

[70] L'exercice de balisage externe permet ainsi de mettre en contexte l'évolution du Distributeur face à d'autres entités comparables. L'actualisation de cet exercice permet d'assurer une surveillance plus transparente de la performance du Distributeur et sera utile pour juger des efforts de ce dernier pour maintenir la croissance des coûts à un niveau raisonnable.

[71] **Pour ces motifs, la Régie ordonne au Distributeur de fournir, lors du prochain dossier tarifaire, un balisage externe, selon le modèle de la pièce B-0009 du dossier R-3905-2014[42]. Le balisage devra couvrir les 5 dernières années disponibles. Puisque le traitement de la maîtrise de la végétation a un impact significatif sur les indicateurs, la Régie demande au Distributeur de tenir compte de ce traitement dans le cadre de son balisage. Le traitement de la maîtrise de la végétation devra être cohérent entre les organisations pour permettre la comparaison des résultats des indicateurs d'efficience.**

---

41 Hydro-Québec, Plan d'action 2035, p. 22.

42 Dossier R-3905-2014, pièce B-0009, p. 15 à 20.

6 PRINCIPES RÈGLEMENTAIRES, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

6.1 MISE À JOUR DES PRINCIPES RÈGLEMENTAIRES, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES RECONNUS À CE JOUR

[72] Le Distributeur présente une liste des principes règlementaires reconnus à ce jour aux fins de l'établissement du coût de service. Il propose de mettre à jour cette liste afin :

- D'identifier les principes qui s'avèrent inopérants en raison du cadre règlementaire en vigueur;
- De retirer les principes caducs qui étaient maintenus à titre informatif uniquement;
- De modifier le titre ou la description de certains principes afin de les préciser;
- De déplacer les principes ayant trait aux méthodes comptables et financières autorisées en vertu de l'article 32 de la Loi dans l'annexe qui en fait état[43].

[73] Le Distributeur présente également une synthèse des principales méthodes et pratiques comptables reconnues à ce jour. Il propose de mettre à jour cette synthèse afin :

- De retirer les méthodes et pratiques comptables qui s'avèrent caduques;
- De retirer celles qui étaient maintenues à titre informatif uniquement ou déjà incluses dans l'annexe portant sur les principes règlementaires;
- De modifier le titre de certaines pratiques afin de les préciser;
- De spécifier uniquement les pratiques comptables règlementaires toujours en vigueur pour les immobilisations[44].

[74] Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître ces mises à jour des principes règlementaires, méthodes et pratiques comptables, présentées aux annexes A et B de la pièce B-0031.

---

43 Pièces B-0031, p. 6, et annexe A, et B-0253, p. 11 à 13, réponses aux questions 3.1 à 3.3.

44 Pièce B-0031, p. 6, et annexe B.

6.2 MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES PROPOSÉES POUR APPROBATION

6.2.1 AIDE FINANCIÈRE POUR L'ÉLECTRIFICATION DU REM

Contexte

[75] Le Distributeur souligne qu'en vertu de l'article 39.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*[45] et à la suite de l'autorisation du gouvernement du Québec, Hydro-Québec peut accorder une aide financière destinée à défrayer les coûts du matériel fixe nécessaire à l'électrification de services de transport collectif, selon certaines conditions et modalités.

[76] Le gouvernement du Québec a autorisé Hydro-Québec à accorder des aides financières totalisant 338 M$ à deux filiales en propriété exclusive de la Caisse de dépôt et placement du Québec[46] :

- 295 M$ à REM Inc. (décret 317-2018, 21 mars 2018);
- 43 M$ à REM Commandité Inc. (décret 316-2018, 21 mars 2018).

[77] Le Distributeur souligne également qu'en vertu de l'article 52.1 de la Loi, dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, la Régie tient compte, notamment, des montants d'aide financière accordés et versés en vertu de l'article 39.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* dans la mesure où le Distributeur n'a pas été remboursé de ces montants.

[78] De plus, l'article 52.4 de la Loi précise que pour ce type d'aide financière, « les montants d'aide financière visés à l'article 52.1 sont établis suivant la base d'amortissement déterminée par la Régie et en tenant compte de la portion non amortie des aides financières et, le cas échéant, du rendement applicable ».

---

45 RLRQ, c. H-5.

46 Pièce B-0031, p. 7, référant aux décrets 316-2018 et 317-2018.

Traitement comptable et pratique comptable règlementaire

[79] Selon les PCGR des États-Unis, les montants d'aide financière accordés par le Distributeur en vertu des décrets 317-2018 et 316-2018 devraient être comptabilisés aux charges lorsque la mise en service technique du segment est réalisée[47].

[80] Cependant, s'il est probable que certains coûts engagés pourront être recouvrés dans les tarifs futurs, ces coûts sont reportés et comptabilisés à titre d'actifs règlementaires aux états financiers à vocation générale comme prévu à l'ASC 980, *Regulated Operations*.

[81] Dans le cas du financement du REM, le Distributeur propose de récupérer les coûts encourus sur une période équivalente à celle pour laquelle les bénéfices de l'aide financière sont anticipés, soit les ventes d'électricité associées à l'exploitation du REM. Il établit cette période à 25 ans, sur la base des durées de vie moyenne pondérée des actifs visés par l'aide financière aux filiales de la Caisse de dépôt et placement du Québec, lesquelles sont présentées au tableau R-1.1 de la pièce B-0098[48].

[82] Le Distributeur demande donc à la Régie d'approuver une pratique comptable règlementaire permettant la comptabilisation d'un actif règlementaire pour les montants d'aide financière accordés pour l'électrification du REM. Il propose d'intégrer ces montants à la base de tarification au moment de leur versement et de les rémunérer au coût moyen pondéré du capital. Enfin, il demande à la Régie de permettre l'amortissement selon une méthode linéaire sur une période de 25 ans.

[83] Le Distributeur applique cette pratique comptable règlementaire proposée pour établir la base de tarification et le revenu requis de l'année témoin 2025. Ainsi, aux 31 décembre 2023 et 2024, les soldes non amortis des montants d'aide financière intégrés à la base de tarification s'élèvent respectivement à 172,1 M$ et 282,4 M$. Aucune aide financière n'est prévue être versée en 2025. Le Distributeur établit à 29 M$ l'impact sur le revenu requis de l'année témoin 2025[49].

---

47 Pièce B-0031, p. 7.

48 Pièce B-0098, p. 4.

49 Pièces B-0031, p. 8, et B-0047, p. 32 à 34.

[84] Questionné sur l'actif règlementaire constaté aux états financiers statutaires de l'année 2023 comparativement aux montants intégrés dans la base de tarification, le Distributeur explique la différence par le fait que les états financiers incluent non seulement les montants versés, mais également ceux à payer[50].

6.2.2 ÉVOLUTION DE L'ACTIF RÈGLEMENTAIRE LIÉ AUX PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE GDP

[85] Le Distributeur propose d'intégrer les nouveaux appuis financiers en GDP, décrits à la section 15.2 de la présente décision, dans l'actif règlementaire lié aux programmes d'efficacité énergétique. Cet actif règlementaire est renommé Actif règlementaire – Efficacité énergétique et gestion de la demande de puissance.

[86] Le Distributeur soumet que cette nouvelle dénomination ne change pas le fondement à la base de l'actif règlementaire, soit de capter les coûts nécessaires à la mise en œuvre des programmes principalement constitués d'appuis financiers versés aux clients. Cet ajustement permet de refléter les efforts déployés afin d'encourager une meilleure consommation en énergie ou en déplaçant cette consommation à l'extérieur des périodes de pointe, et d'en amortir les coûts au même rythme que les bénéfices sont escomptés, qui s'étendent sur un terme pluriannuel.

[87] Le Distributeur propose également de rehausser la période d'amortissement des coûts capitalisables liés aux programmes d'efficacité énergétique et de GDP à 15 ans, en fonction de leurs durées de vie moyennes, lesquelles sont présentées comme suit :

---

[50] Pièce B-0098, p. 5 et 6, réponse à la question 1.2.

TABLEAU 5

DURÉES DE VIE MOYENNES – PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE GDP[51]

	Durée de vie	% des M$
Programmes d'EÉ		
Marché Résidentiel	12	29%
Marché Affaires	17	54%
Total programmes d'EÉ	**15**	**83%**
Mesures de GDP		
Marché Résidentiel	12	11%
Marché Affaires	12	6%
Total mesures de GDP	**12**	**17%**
Grand total	**15**	**100%**

Les totaux ont été pondérés en fonction des investissements prévus en 2025.

[88] Le Distributeur propose d'appliquer ce rehaussement de la période d'amortissement pour les dépenses encourues dont la mise en service annuelle est prévue au 31 décembre 2024. Ainsi, ce changement sera reflété dès 2025 pour la fixation des tarifs. L'impact de cette révision de la période d'amortissement est une baisse du revenu requis estimé à 10,4 M$ pour l'année témoin 2025.

6.2.3 RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET ACTIFS INCORPORELS

[89] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le maintien de l'application des révisions des durées de vie utile à la même date que celle d'application pour les états financiers statutaires, pour l'ensemble des modifications découlant des résultats des exercices de révision des durées de vie utile, nonobstant la fin de la période d'application du mécanisme de règlementation incitative. Cette proposition permet de maintenir, comme assise première, le principe de compatibilité des méthodes comptables utilisées aux fins règlementaire et statutaire.

[90] Depuis le dépôt de dossier tarifaire 2019-2020, les durées de vie utile des câbles souterrains (basse et moyenne tension) et des poteaux sont passées respectivement de

[51] Pièce B-0114, p. 19.

30 à 40 ans et de 50 à 60 ans. L'impact financier de ces révisions de durées de vie utiles a été présenté aux rapports annuels 2019 et 2021[52].

6.2.4 OPINION DE LA RÉGIE

[91] La Régie approuve les mises à jour proposées aux annexes A et B de la pièce B-0031, portant respectivement sur les principes règlementaires et les méthodes et pratiques comptables règlementaires reconnues à ce jour.

[92] Pour les montants d'aide financière accordés au REM, la Régie note que l'actif règlementaire est déjà créé aux états financiers statutaires, sur la base de la probabilité de pouvoir récupérer les coûts par le biais des tarifs futurs.

[93] Considérant les articles 52.1 et 52.4 de la Loi, l'importance du solde non amorti des montants d'aide financière versés au REM, et la période pour laquelle les bénéfices de cette aide sont anticipés, la Régie accueille la demande du Distributeur, telle que proposée.

[94] **En conséquence, la Régie approuve une pratique comptable autorisant la comptabilisation d'un actif règlementaire correspondant aux montants d'aide financière pour le REM accordés en vertu de l'article 39.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Elle approuve son intégration à la base de tarification au moment du versement et sa rémunération au coût moyen pondéré du capital. Enfin, elle permet son amortissement selon une méthode linéaire sur une période de 25 ans.**

[95] En ce qui a trait aux programmes d'aide financière en GDP, la Régie retient que les bénéfices anticipés s'étendent sur plusieurs années. Elle retient également que la pratique comptable règlementaire proposée est similaire à celle autorisée pour les programmes d'efficacité énergétique.

---

[52] Pièce B-0031, p. 10, référant aux dossiers R-9001-2019, pièce B-0007, p. 7, et dossier R-9001-2021, pièce B-0006, p. 6.

[96] De plus, considérant les durées de vie moyenne des programmes en d'efficacité énergétique et de GDP présentées au tableau 5 de la présente décision, la Régie estime raisonnable d'amortir les coûts capitalisables sur une période de 15 ans.

[97] Par sa décision D-2025-022[53], la Régie approuve l'intégration des coûts pour les programmes d'appuis financiers en GDP à même l'actif règlementaire lié aux programmes d'efficacité énergétique ainsi que le rehaussement de la période d'amortissement des coûts capitalisables liés aux programmes d'efficacité énergétique et de GDP à 15 ans.

[98] **La Régie approuve cette évolution de l'actif règlementaire pour les dépenses encourues dont la « mise en service » annuelle est prévue au 31 décembre 2024, telle que proposée par le Distributeur.** À cet égard, la Régie comprend que la période d'amortissement demeure inchangée pour le solde non amorti des aides financières en efficacité énergétique « mises en service » au 31 décembre des années 2023 et précédentes.

[99] En ce qui a trait aux durées de vie utiles des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, considérant qu'elles sont révisées périodiquement selon la normalisation comptable, la Régie juge qu'il y a lieu de maintenir, comme assise première, le principe de compatibilité des méthodes comptables utilisées aux fins règlementaires et statutaires.

[100] **En conséquence, la Régie prend acte de la révision des durées de vie pour les câbles souterrains (basse et moyenne tension) et les poteaux. Elle approuve le maintien de l'application des révisions des durées de vie utile à la même date que celle d'application pour les états financiers statutaires, pour l'ensemble des modifications découlant des résultats des exercices de révision des durées de vie utile.**

[101] **La Régie demande au Distributeur de déposer une mise à jour des annexes A et B de la pièce B-0031 afin d'y intégrer les dispositions prévues aux paragraphes précédents ainsi que celles prévues dans sa décision D-2025-022, sections 3.3 et 4.6. La Régie demande également au Distributeur de préciser la période d'amortissement pour les aides financières en efficacité énergétique mises en service au 31 décembre des années 2023 et précédentes.**

---

[53] Décision D-2025-022, p. 50.

7 POLITIQUE FINANCIÈRE ET COÛT DE CAPITAL

[102] Les paramètres financiers et le calcul du coût du capital prospectif ont fait l'objet de la section 6 de la décision D-2025-022 de la Phase 1 du présent dossier[54].

8 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[103] Pour l'année témoin 2025, le Distributeur prévoit des ventes de 182,9 TWh. Il souligne que les ventes additionnelles en énergie de 2025 (+2,1 TWh) sont principalement attribuables au secteur industriel (+1,6 TWh) [55].

[104] À conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit un taux de pertes globales de 7,3 % et, conséquemment, des besoins en énergie de 196,5 TWh[56].

[105] À conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2024-2025 de 40 312 MW, soit une hausse de 188 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2023-2024. Cette croissance est attribuable aux ventes au secteur Commercial, Institutionnel et Industriel PME, de même qu'au secteur Résidentiel[57].

[106] Le Distributeur qualifie sa prévision de robuste. Il affirme que ses prévisions sont très centrées et envoient les bons signaux de croissance de la demande[58].

[107] L'AHQ-ARQ recommande que le Distributeur modifie les valeurs incluses à la prévision de la demande des volumes convertis dans le cadre du partenariat avec Énergir afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'utilisation de la biénergie, et ce,

---

54 Décision D-2025-022, p. 33 à 35.
55 Pièces B-0032, p 5 et B-0295, p. 4.
56 Pièce B-0032, p 14.
57 Ibidem.
58 Pièce A-0106, p. 80 à 82.

afin de les harmoniser avec les prévisions retenues par Énergir dans son dossier tarifaire le plus récent.

[108] Selon la Régie, bien que la recommandation de l'AHQ-ARQ a ses mérites, l'impact sur les bilans d'énergie et de puissance du Distributeur est peu significatif pour l'année témoin 2025.

[109] La Régie demande toutefois au Distributeur de s'assurer dorénavant de la cohérence des prévisions des volumes convertis dans le cadre du partenariat avec Énergir et de s'assurer que les prévisions de ces volumes se reflètent dans la prévision de ses besoins en énergie et en puissance.

[110] La Régie constate que la prévision de la demande est conforme à celle présentée dans le cadre de l'État d'avancement 2024 du Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur[59].

[111] **La Régie est satisfaite des justifications du Distributeur au sujet de la prévision de la demande et prend acte de la prévision des ventes de 182,9 TWh, des besoins en énergie de 196,5 TWh pour l'année témoin 2025 et des besoins en puissance de 40 312 MW pour l'hiver 2024-2025.**

9 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

[112] Le Distributeur rappelle que l'établissement d'un coût évité vise à estimer le coût marginal d'un approvisionnement futur[60]. Il demande à la Régie d'approuver les coûts évités en réseau intégré qu'il propose ainsi que quelques changements relatifs aux modalités d'application[61].

---

59 Pièce A-0099, Section 2, p. 8 à 18.

60 Pièce B-0295, p. 35, par. 152.

61 Pièce B-0033, p. 5 à 7.

9.1 DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

9.1.1 COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE

Coût évité de court terme en énergie

[113] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le signal de coût évité de court terme pour la période hivernale (décembre à mars) de 9,5 ¢$_{2025}$/kWh ainsi que le signal de coût évité de court terme pour la période estivale (avril à novembre) de 3,7 ¢$_{2025}$/kWh. Ces signaux de prix sont indexés à l'inflation.

[114] Le Distributeur rappelle qu'il ne fait pas de prévision de prix de marché, mais utilise plutôt les prix à terme qui représentent le consensus des acteurs de marché sur les prix à quelques mois ou parfois à quelques années de préavis[62].

Coûts évités de l'énergie pour les heures de plus grandes charges

[115] Le Distributeur procède à la mise à jour des coûts évités horaires, selon la méthodologie approuvée par la Régie[63]. Il présente le détail, heure par heure, des valeurs associées aux profils du prix de l'énergie et aux coûts évités[64].

Coût évité de long terme en énergie[65]

[116] Le signal de coût évité de long terme est de 11,8 ¢$_{2025}$/kWh indexé à l'inflation, soit 8,2 ¢2$_{025}$/kWh pour la fourniture auquel s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 3,6 ¢$_{2025}$/kWh.

---

62 Pièce A-0104, p. 64 et 65.

63 Dossiers R-4110-2019 Phase 1, décision D-2022-062, p. 141 et R-4210-2022 Phase 1, décision D-2023-109, p. 108.

64 Pièce B-0033, p. 6, tableau 1.

65 Pièce B-0033, p. 5.

[117] Le Distributeur explique que le signal de coût évité en énergie de long terme reflète les coûts de fourniture et de transport des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2023-01.

[118] Le Distributeur souligne qu'en raison des forts volumes éoliens anticipés dans le Plan d'action 2035, une diminution de la contribution en puissance de la filière éolienne est attendue. Pour évaluer la contribution en puissance éolienne du parc anticipé, il utilise la même méthodologie appliquée à la contribution des parcs existants, reconnue et partagée par ses pairs des *Independent System Operators* (ISO) voisins. Compte tenu des ajouts attendus à la filière éolienne d'ici 2035, la contribution globale en puissance des parcs de production passerait de 36 % à un niveau estimé de 17 %. Afin de fournir le même niveau de puissance garantie[66], le Distributeur ajuste donc le coût actuel du contrat du service d'équilibrage éolien et l'intègre au signal de coût évité de long terme en énergie[67].

9.1.2 COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE

Coût évité de court terme en puissance

[119] Le signal de coût évité de court terme en puissance représente le coût prévu d'approvisionnement en puissance de type UCAP sur les marchés de court terme. Afin de refléter les prix obtenus lors des appels de propositions pour couvrir les besoins des derniers hivers, le Distributeur a augmenté ce signal à 30 $\$_{2025}$/kW-hiver[68] alors qu'il était précédemment de 20 $\$_{2023}$/kW-hiver[69].

[120] En audience, le Distributeur justifie le rehaussement du signal de coût évité de puissance de court terme par une hausse anticipée de la compétition régionale pour l'acquisition de produits de puissance en raison d'une part, du resserrement des bilans dans les régions voisines et d'autre part, de la demande accrue résultant de la mise en

---

66 Livrer en tout temps les retours d'énergie, soit une quantité correspondant à 40 % de la quantité contractuelle pour la période du 1er octobre d'une année au 31 mars de l'année suivante et à 30 % de la quantité contractuelle pour la période du 1er avril au 30 septembre.

67 Pièces B-0033, p. 5 et B-0104, p. 14, R-5.8.

68 Pièce B-0033, p. 6.

69 Dossier R-4210-2022, pièce B-0011, p. 53, et État d'avancement 2023, p. 41.

service de nouvelles interconnexions qui créent de nouvelles opportunités pour commercialiser de la puissance.

Coût évité de long terme en puissance

[121] Le Distributeur propose que le signal de coût évité de long terme en puissance soit désormais basé sur le coût de la puissance de la troisième et dernière offre retenue lors de l'appel d'offres A/O 2015-01[70], au lieu de la moyenne des offres retenues comme c'était le cas auparavant. Le Distributeur estime que ce signal reflète davantage les données issues de sa vigie des marchés portant sur le coût d'un nouvel actif capable de fournir un service de puissance[71].

[122] Le Distributeur est d'avis que le prix de la puissance obtenu lors de l'appel d'offres A/O 2021-01 n'est pas représentatif. En effet, cet appel d'offres ne visait pas l'acquisition d'un service de puissance. Il soutient que, d'un point de vue commercial, la nature de l'appel d'offres influence le prix offert pour la composante puissance. Le fait qu'un produit d'énergie ferme en base comporte une composante puissance dans sa rémunération ne signifie pas que cette composante du prix représente adéquatement le prix d'un service de puissance. Pour ce type de produit, le soumissionnaire choisit de répartir son prix entre les deux composantes, selon une stratégie qui lui est propre et qui ne permet pas au Distributeur d'isoler la valeur du service de puissance[72].

Dates d'application

[123] Le Distributeur soumet que, dans le contexte énergétique actuel, l'approche basée sur l'alignement des coûts évités de long terme avec l'apparition des besoins énergétiques à long terme n'a plus sa raison d'être.

[124] Le Distributeur propose une nouvelle modalité d'application des signaux de coûts évités en les présentant tous, qu'ils soient de court ou de long terme, sans préciser de dates d'application en lien avec le statut des bilans en puissance. Le choix du signal

---

70 Dossier R-3939-2015, décision D-2015-202, p. 6.

71 Pièces B-0101, p. 5, R-1.2 et B-0295, p. 36, par. 154.

72 Pièce B-0295, p. 36, par. 155 et A-0104, p. 148 et 149, lignes 25 à 11.

approprié dépendrait désormais uniquement de la nature des mesures ou programmes analysés, privilégiant le coût évité de long terme pour l'analyse économique des programmes d'efficacité énergétique et de GDP[73].

9.1.3 COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

[125] Conformément à la méthodologie approuvée par la Régie[74], le Distributeur établit le coût évité de transport à 60,1 $_{2025}$/kW-an et le coût évité de distribution à 24,7 $2025/kW-an[75].

9.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

AHQ-ARQ

[126] L'AHQ-ARQ s'oppose à la proposition du Distributeur d'intégrer l'impact de la contribution de la puissance éolienne installée sur la période 2023-2032, soit une diminution de 36 % à 17 %, dans le coût d'équilibrage utilisé pour déterminer le signal de coût évité de long terme en énergie. L'intervenant soulève les motifs suivants :

- La proposition du Distributeur équivaut à supposer que 10 000 MW de production éolienne seront ajoutés immédiatement au début de l'année 2025, ce qui n'est pas le cas.
- Aucune mention de cette baisse de contribution marginale n'est faite par le Distributeur dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032, ni dans l'État

[73] Pièce B-0033, p. 5.

[74] Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision D-2019-027, p. 82 et 83, pièce B-0015, p. 10 et 11.

[75] Pièce B-0033, p. 7.

d'avancement 2023[76]. De ce fait, aucun débat n'a pu avoir lieu sur cette valeur de 17 %[77].

- Aucune étude n'a été déposée démontrant cette valeur et justifiant qu'elle ait changé depuis la publication du Plan d'action 2035 qui évalue plutôt à 15 % la valeur marginale de la contribution en puissance de l'éolien[78].
- Subsidiairement, l'AHQ-ARQ recommande une intégration graduelle en tenant compte de l'addition de la production éolienne prévue au plan d'approvisionnement pour chaque année et non en tenant pour acquis l'ajout de 10 000 MW de nouvelle production éolienne en 2025.

[127] L'AHQ-ARQ présente un tableau qui suit l'évolution du prix moyen retenu par le Distributeur depuis l'hiver 2017-2018 pour ses achats de puissance de court terme, à la suite des appels d'offres tenus à l'automne précédant un hiver donné, pour un approvisionnement de type UCAP. Selon l'intervenant, les prix moyens retenus montrent une tendance à la hausse lors des trois derniers hivers et demeurent significativement sous la barre des 20 $/kW-hiver retenus depuis quelques années et que, conséquemment, cette valeur semble toujours adéquate.

[128] L'AHQ-ARQ est d'avis que rien ne justifie l'augmentation à 30 $/kW-hiver demandée pour le signal de coût évité de court terme en puissance. Il recommande donc de retenir, pour les hivers 2024-2025 à 2026-2027, un signal de coût évité de court terme en puissance de 20 $_{2025}$/kW[79].

[129] L'AHQ-ARQ rappelle que les offres retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2021-01 incluent une puissance de 159 MW[80] provenant du système de production d'Hydro-Québec[81], dont le prix est de 128,65 $_{2025}$/kW-an[82], soit un montant bien inférieur aux 164 $_{2025}$/kW-an proposé par le Distributeur. L'AHQ-ARQ recommande de retenir, à

---

76 L'AHQ-ARQ souligne d'ailleurs que, dans l'État d'avancement 2023, le Distributeur indiquait alors qu'il maintenait les modalités du service d'intégration éolienne actuel pour déterminer la contribution en puissance de l'éolien sur l'horizon du bilan, comme indiqué ici : État d'avancement 2023, p. 23.

77 Pièce C-AHQ-ARQ-0040, p. 36 et 37 et décision D-2024-097, p. 27 et 28.

78 https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/plan-action-2035.pdf, p. 13.

79 Pièce C-AHQ-ARQ-0040, p. 33 et 34.

80 Comme le confirme le bilan de puissance présenté dans État d'avancement 2023, p. 22, tableau 3.2.

81 Dossier R-4232-2023, pièce B-0004, p. 6.

82 Le prix est fixé à 121,23 $_{2022}$/kW-an, avec une indexation annuelle de 2 %.

compter de l'hiver 2027-2028, un signal de coût évité de long terme en puissance de 129 $_{2025}$/kW-an[83].

[130] L'AHQ-ARQ ne comprend pas pourquoi le Distributeur invoque le contexte énergétique actuel pour ne plus identifier une date de début d'application des coûts évités de long terme en fonction de l'apparition des besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme aux bilans d'énergie et de puissance. Il soutient que le Distributeur ne fournit aucune démonstration probante justifiant un tel changement. L'AHQ-ARQ est d'avis que le contexte énergétique actuel ne vient pas modifier les principes mathématiques de base de l'établissement des valeurs marginales et des coûts évités comme semble vouloir l'imposer le Distributeur, de surcroît sans justification probante[84].

[131] Sur la base du bilan en puissance déposé dans l'État d'avancement 2023[85], l'AHQ-ARQ estime que la proposition du Distributeur de ne plus baser l'utilisation des coûts évités de long terme en fonction de l'apparition des besoins énergétiques, occasionnerait des coûts non justifiés de plus de 130 $/MW par année pour les trois premiers hivers[86]. Il recommande de rejeter cette proposition.

[132] L'AHQ-ARQ est d'avis que le signal de coût évité de long terme en énergie ne devrait s'appliquer qu'à partir de 2028, puisque le plus récent bilan d'énergie du Distributeur ne prévoit de nouveaux approvisionnements de long terme qu'à compter de 2028.

AQCIE-CIFQ

[133] Selon l'AQCIE-CIFQ, les impacts prévus découlant de l'expansion de la filière éolienne n'ont pas été démontrés et ne devraient donc pas être inclus dans les coûts évités en énergie.

---

83 Pièce AHQ-ARQ-0040, p. 35.

84 Pièce C-AHQ-ARQ-0040, p. 25 à 30.

85 État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 23, lignes 11 à 17.

86 Pièce AHQ-ARQ-0040, p. 31. Sur la base d'un surplus en puissance de CT pour les trois prochains hivers et d'une contribution additionnelle de 1 MW provenant de la GDP.

[134] L'intervenant soumet que l'ajout d'un coût visant à garantir une puissance équivalente à 40 % de la capacité éolienne installée semble incompatible avec l'objectif d'estimer l'impact économique des coûts évités en énergie[87].

[135] Sur la base du plus récent suivi du service d'intégration éolienne[88], dont le coût lié exclusivement à l'énergie correspondrait à 0,89 ¢$_{2023}$/kWh, l'intervenant estime que la composante équilibrage devrait plutôt correspondre à une valeur de 0,9 ¢$_{2025}$/kWh.[89]

[136] En conséquence, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie de fixer, à partir de maintenant, le signal de coût évité de long terme en énergie incluant un coût de transport et d'équilibrage de 2,6 ¢$_{2025}$/kWh au lieu du coût de 3,6 ¢$_{2025}$/kWh proposé par le Distributeur[90].

RNCREQ

[137] Le RNCREQ soutient que la méthodologie utilisée par le Distributeur repose sur des prémisses inexactes soit :

- Que le marché de New York est à la marge en hiver;
- Que l'énergie patrimoniale est à la marge hors de l'hiver.

[138] Selon le RNCREQ, les résultats de la méthode employée par le Distributeur pour déterminer les coûts évités en énergie de court terme durant l'hiver ne sont pas fiables. À partir de l'approche qu'il a développée, l'intervenant estime d'importantes erreurs de prévisions variant entre -21 % (en 2023), et +81 % en 2022[91].

[139] Le RNCREQ soumet que, bien que la méthode utilisée par le Distributeur produise des résultats fiables pour les coûts évités en énergie de court terme hors de l'hiver, cela

---

87 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0042, p. 27.

88 État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 58, tableau 8.6.

89 État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 28. Bien que leurs calculs mènent à une valeur de 0,93 ¢$_{2025}$/kWh lorsque indexé à 2 %, l'intervenant recommande une valeur de 0,9 ¢$_{2025}$/kWh.

90 État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 28.

91 État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 15.

ne devrait plus être le cas avec la transition énergétique en cours. En effet, l'intervenant soutient que les achats de court terme devraient augmenter de façon exponentielle pendant cette période dans les années à venir[92].

[140] Dans ce contexte, le RNCREQ recommande que le Distributeur entame, dès maintenant, un processus sérieux afin d'élaborer une méthodologie plus fiable pour fixer les coûts évités. Ce processus devrait prévoir des séances de travail avec les intervenants et inclure des suivis réguliers sur son avancement[93].

[141] Enfin, le RNCREQ est d'accord avec la proposition du Distributeur selon laquelle le choix entre les signaux de coût évité à court terme ou à long terme soit déterminé par la nature de la mesure ou du programme analysé[94].

9.3 OPINION DE LA RÉGIE

Coût évité de court terme en énergie

[142] Le Distributeur soumet qu'il ne fait pas de prévisions de prix de marché, mais utilise plutôt les prix à termes qui représentent, en quelque sorte, le consensus des acteurs de marché sur les prix à quelques mois ou parfois à quelques années de préavis[95].

[143] La Régie convient que les mécanismes d'équilibrage des marchés sont extrêmement sensibles à l'aléa climatique qui se révèle dans les journées qui précèdent l'équilibre du marché horaire. Dans sa décision D-2023-109, la Régie souligne que « la planification des approvisionnements du Distributeur s'effectuant à conditions climatiques normales […] l'exercice de prévision des coûts évités des heures de plus fortes charges devait également s'effectuer à conditions climatiques normales »[96].

---

92 Pièce C-RNCREQ-0025, p. 17.
93 Pièce C-RNCREQ-0025, p. 18.
94 Pièce C-RNCREQ-0041, p. 9, par.22 à 24.
95 Pièce A-0104, p. 64 et 65.
96 Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision D-2023-109, p. 107 et 108, par. 419 à 421.

[144] Ainsi, la Régie reconnaît que les prix à terme représentent les signaux de prix les plus raisonnables sur lesquels s'appuyer. En outre, tout écart à ces prix de consensus signifierait une spéculation sur des prix plus hauts ou plus bas que ce que les acteurs de marchés sont prêts à payer.

[145] En conséquence, la Régie rejette la recommandation du RNCREQ afin que le Distributeur entame un processus collaboratif pour moderniser son approche quant à la détermination des coûts évités de court terme en énergie.

[146] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve les coûts évités en énergie de court terme, tels que proposés.**

Coût évité de long terme en énergie

[147] La Régie est satisfaite des justifications du Distributeur au sujet du coût évité de long terme en énergie. **Elle approuve le signal de coût évité de long terme en énergie basé sur les résultats de l'appel d'offres A/O-2023-01 et sur la révision à la hausse du coût du service d'équilibrage afin de prendre en compte l'impact de la croissance de la filière éolienne au Québec d'ici l'année 2035.**

[148] **La Régie demande cependant au Distributeur de réaliser un suivi de l'étude ayant permis d'évaluer la contribution en puissance de la filière éolienne dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement, des états d'avancement de ces plans et des prochains dossiers tarifaires. Ces suivis devront évaluer la contribution en puissance globale des parcs de production éolienne mis en service au moment des mises à jour de l'étude. Le Distributeur devra également évaluer la contribution en puissance de la filière éolienne prévue à l'horizon de l'année 2035.**

Coût évité de court terme en puissance

[149] L'AHQ-ARQ base sa recommandation sur l'analyse du prix moyen obtenu par le Distributeur depuis l'hiver 2017-2018 pour des achats de puissance de court terme à la suite des appels d'offres tenus à l'automne précédant un hiver donné pour un approvisionnement de type UCAP.

[150] À l'instar du Distributeur, la Régie est d'avis que le signal de coût évité de court terme en puissance doit refléter les anticipations de prix de marché pour des livraisons d'un produit de type UCAP durant les 4 mois de l'hiver (décembre à mars).

[151] L'analyse proposée par l'AHQ-ARQ diffère du calcul des coûts évités de court terme en puissance qui repose sur l'actualisation des prix à terme pour les achats de puissance à court terme et non pas sur un historique des résultats d'appels d'offres de court terme en puissance[97]. Pour ce motif, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de limiter le coût évité de court terme en puissance à 20 $/kW-hiver.

[152] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve le signal de coût évité de court terme en puissance, tel que proposé.**

Coût évité de long terme en puissance

[153] La Régie est d'avis qu'en basant le signal de coût évité de long terme sur le coût de la puissance de la troisième et dernière offre retenue lors de l'appel d'offres A/O 2015-01, le Distributeur renforce le signal de coût évité de long terme en puissance en tant que signal de prix marginal pour les approvisionnements futurs.

[154] La Régie est également d'avis que les produits acquis dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01 correspondent mieux aux approvisionnements en puissance recherchés par le Distributeur.

[155] **Pour ces motifs, la Régie approuve le coût évité de long terme en puissance, tel que proposé par le Distributeur.**

---

97 Dossier R-4057-2018, décision D-2019-027, p. 77, par. 343.

Dates d'application

[156] La Régie prend acte du fait que le contexte énergétique a évolué et que les approvisionnements de long terme seront requis d'ici l'hiver 2028-2029[98]. La Régie ne retient pas l'argument basé sur la logique mathématique d'utilisation des signaux de coûts évités de court et de long terme utilisé par l'AHQ-ARQ pour justifier le maintien de la pratique actuelle. La Régie est d'avis que la nouvelle modalité d'application de ces signaux de prix permet à des mesures et des programmes, comme les programmes d'efficacité énergétique, d'être évalués en fonction de ses impacts à long terme.

[157] La Régie pend acte que l'utilisation par le Distributeur du signal de coût évité de court terme et le signal de coût évité de long terme sera désormais déterminée par la nature de la mesure ou du programme analysé.

Coûts évités de Transport et de Distribution

[158] Les intervenants n'ont pas soulevé d'enjeu à ce sujet. La Régie estime que les coûts évités de transport et de distribution proposés par le Distributeur sont raisonnables. **En conséquence, la Régie approuve les coûts évités de transport et de distribution, tels que proposés par le Distributeur.**

10 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[159] Le Régie a pris connaissance de la preuve du Distributeur[99]. La Régie constate qu'aucun intervenant n'a soulevé d'enjeu à ce sujet. Elle est satisfaite des justifications présentées par le Distributeur. **En conséquence, la Régie approuve les coûts évités en énergie et en puissance en réseaux autonomes.**

---

98 Pièce A-0099, p. 22, tableau 3.4.

99 Pièce B-0033, p. 7 à 9.

11 APPROVISIONNEMENTS ET ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

11.1 APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

[160] Le Distributeur dépose son bilan en énergie pour la période 2023 à 2025 et son bilan en puissance pour l'hiver 2024-2025[100]. Il répond à la croissance de ses besoins en énergie (+5,7 TWh) par une utilisation accrue de l'électricité patrimoniale (+2,8 TWh), des approvisionnements de long terme (+1,6 TWh) et des approvisionnements de court terme (+1,2 TWh).

11.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ[101]

[161] Le Distributeur demande de reconnaître, pour l'année témoin 2025, les coûts d'achats d'électricité totalisant 8 372,9 M$.

[162] Selon le Distributeur, l'augmentation du coût d'approvisionnement en électricité patrimoniale (+305,8 M$) s'explique par la croissance prévue des volumes et par l'indexation de son coût de fourniture. De plus, la hausse du coût d'approvisionnement postpatrimonial de long terme (+1,5 TWh pour +185,3 M$) s'explique par la croissance prévue des volumes. Enfin, le coût d'approvisionnement postpatrimonial de court terme augmente (+1,2 TWh pour +113,3 M$) en raison d'un recours accru aux marchés de court terme pour tenir compte des conditions climatiques normales d'une année témoin.

[163] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de fixer à 10,0 M$ les achats de puissance sur les marchés de court terme pour 2025, réduisant ainsi de 10,8 M$ le montant demandé par le Distributeur[102]. L'intervenant base cette recommandation sur un coût évité de court terme en puissance de 20 $\$_{2025}$/kW-hiver.

---

100 Pièce B-0047, p. 9 et 10, tableaux 2 et 3.

101 Pièce B-0047, p. 11.

102 Pièce C-AHQ-ARQ-0065, p. 12.

[164] **En tenant compte des coûts évités de court terme en puissance proposés par le Distributeur, la Régie évalue les coûts des achats de puissance sur les marchés de court terme à 15 M$ (500 MW × 30 $$_{2025}$/kW-hiver) au lieu des 20,8 M$ proposés par le Distributeur. En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire ses coûts d'achats de puissance sur les marchés de court terme de 5,8 M$.**

11.3 INDICATEUR DE PERFORMANCE DES ACHATS DE COURT TERME

[165] Le Distributeur demande d'être soustrait de son obligation de produire, pour les prochains dossiers, un indicateur de performance des achats de court terme pour évaluer sa performance de gestion de l'électricité patrimoniale. Il soutient que les deux méthodes proposées, pour établir un indicateur de performance des achats de court terme, ne constituent pas un indicateur de performance[103].

[166] L'AHQ-ARQ s'oppose à cette demande du Distributeur[104].

[167] Le RNCREQ demande que le Distributeur dépose sa proposition d'un nouvel indicateur de performance établissant un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée, conformément aux décisions D-2017-043[105] et D-2018-025[106].

[168] **En l'absence d'alternative aux indicateurs actuels, la Régie ne retient pas la demande du Distributeur. En conséquence, elle lui demande de proposer un nouvel indicateur de performance des achats de court terme dans le cadre de son prochain dossier tarifaire. Jusqu'à la mise en place d'un nouvel indicateur, la Régie maintient le suivi des deux options d'indicateur de performance des achats de court terme.**

---

103 Pièce B-0047, p. 53 à 57.

104 Pièce C-AHQ-ARQ-0040, p. 17 à 24.

105 Dossier R-3897-2014, décision D-2017-043.

106 Dossier R-4011-2017, décision D-2018-025.

12 SERVICE DE TRANSPORT

[169] 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 3 143,2 M$ pour l'année témoin 2025[107].

13 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[170] Lors du dépôt de sa demande, le Distributeur présente des coûts de distribution et des Services à la clientèle de 3 514,4 M$[108] pour l'année témoin 2025.

[171] Les charges d'exploitation pour les années 2023 et 2024 intègrent les charges liées à la maîtrise de la végétation. Ainsi, en gardant le *statu quo* pour les charges liées à la maîtrise de la végétation, pour l'année témoin 2025 :

- Les coûts de distribution et des Services à la clientèle s'élèvent à 3 683,2 M$, soit une hausse de 167,8 M$[109];
- Les charges d'exploitation atteignent 2 149,1 M$, soit une hausse de 190,2 M$;
- Les autres charges totalisent 986,6 M$, soit une baisse de 17,1 M$;
- Le rendement sur la base de tarification représente un montant de 908 M$, soit une baisse de 5,3 M$.

[172] Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des Services à la clientèle.

---

107 Décision D-2025-032, p. 5 et pièce B-0395, p. 7.

108 Pièce B-0047, p. 7.

109 Pièce B-0098, p. 33.

TABLEAU 6

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE[110]

Coûts de distribution et services à la clientèle *(en millions de $)*	**2023** *année historique*	**2024** *année de base*	**2025** *année témoin*	**2025** *année témoin*	***Hausse (baisse)*** ***2025 vs 2023 historique***		***Hausse (baisse)*** ***2025 vs 2023 historique statu quo végétation***	
				*Statu quo végétation**	**En $**	**En %**	**En $**	**En %**
Charges d'exploitation	**1 811,1**	**1 991,0**	**1 958,9**		***147,8***	***4,0%***		
Élaborer des stratégies	1,3	1,3	1,2		*(0,0)*	*-1,8%*		
Planifier et prioriser	4,2	5,4	5,4		*1,1*	*12,6%*		
Concevoir et construire	100,4	123,5	127,3		*26,8*	*12,6%*		
Exploiter et commercialiser	1 577,9	1 711,8	1 649,5	190,2	*71,6*	*2,2%*	*261,8*	*8,0%*
Facturation interne et autres cheminements directs	112,1	128,9	150,4		*38,3*	*15,8%*		
Ajustements réglementaires	15,1	20,3	25,0		*9,9*	*28,7%*		
Autres charges	**897,2**	**922,1**	**1 003,7**		***106,6***	***5,8%***		
Achats de combustible	119,1	127,2	125,4		*6,3*	*2,6%*		
Amortissement	660,0	674,9	750,9	(17,1)	*90,9*	*6,7%*	*73,8*	*5,4%*
Taxes	118,1	120,0	127,5		*9,4*	*3,9%*		
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(213,2)	(258,9)	(277,7)		*(64,5)*	*14,1%*		
Frais corporatifs	45,1	55,2	53,8		*8,7*	*9,2%*		
Revenus autres que ventes d'électricité	(150,6)	(154,9)	(161,8)		*(11,2)*	*3,7%*		
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	10,5	20,6	25,6		*15,1*	*56,1%*		
Rendement sur la base de tarification	913,3	470,1	913,0	(5,3)	*(0,3)*	*0,0%*		
Coûts de distribution et services à la clientèle	**3 313,3**	**3 045,4**	**3 515,4**	**3 683,2**	***202,2***	***3,0%***	***370,0***	***5,4%***

** Pièce B-0098, p. 33.*

[173] Dans les sections suivantes, la Régie traite de chacune des rubriques principales des coûts de distribution et des Services à la clientèle identifiés dans le tableau.

13.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[174] Tel que mentionné dans sa décision D-2025-022 Phase 1 à la section 8.2, la Régie établit les charges d'exploitation du Distributeur à 1 892,4 M$[111] pour l'année témoin 2025, qui tiennent compte d'une réduction de 38 M$ et du retrait de la Contribution GES de 3,5 M$[112]. Le montant de 25,0 M$[113], pour l'année 2025, des ajustements règlementaires liés au rendement sur les actifs utilisés par les activités de soutien et les bornes de recharges ainsi que la radiation des stocks de compteurs neufs reclassés à l'amortissement s'ajoutent au montant de 1 892,4 M$. Ainsi, les charges d'exploitation

110 Tableau établi à partir de la pièce B-0047. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

111 Décision D-2025-022, p. 56, par. 186.

112 Pièce B-0077, p. 36.

113 Pièce B-0047, p. 7.

aux fins de l'établissement des revenus requis du Distributeur s'établissent à 1 917,4 M$ pour l'année témoin 2025.

13.2 AUTRES CHARGES

[175] Le Distributeur présente les autres charges au montant de 1 003,7 M$[114] pour l'année témoin 2025.

[176] Les autres charges pour les années 2023 et 2024 intègrent les charges liées à la maîtrise de la végétation. Ainsi, en gardant le *statu quo* pour les charges liées à la maîtrise de la végétation, pour l'année témoin 2025, les coûts des autres charges totalisent 986,6 M$[115] soit une baisse de 17,1 M$.

[177] Le tableau suivant présente les composantes des coûts des autres charges.

[114] Pièce B-0047, p. 14 à 18.
[115] Pièce B-0098, p. 33.

TABLEAU 7

AUTRES CHARGES[116]

Autres charges *(en millions de $)*	2023 *année historique*	2024 *année de base*	2025 *année témoin*	2025 *année témoin*	*Hausse (baisse)* *2025 vs 2023 historique*		*Hausse (baisse)* *2025 vs 2023 historique statu quo végétation*	
				Statu quo végétation	En $	En %	En $	En %
Autres charges	**897,2**	**922,1**	**1 003,7**	**(17,1)**	***106,6***	***5,8%***	***89,5***	***4,9%***
Achats de combustible	**119,1**	**127,2**	**125,4**		***6,3***	***2,6%***		
Combustibles- Réseau autonomes	101,9	107,6	107,7		*5,8*	*2,8%*		
Compensation mazout - PUEÉ	17,2	19,6	17,6		*0,4*	*1,2%*		
Amortissement	**660,0**	**674,9**	**750,9**	**(17,1)**	***90,9***	***6,7%***	***73,8***	***5,4%***
Inclus à la base de tarification	**595,1**	**662,7**	**736,8**		***141,7***	***11,3%***		
Immobilisations corporelles en exploitation	439,0	483,5	518,5		*79,5*	*8,7%*		
Actifs incorporels en exploitation	20,7	29,1	21,9		*1,2*	*2,9%*		
Contrats de location-acquisition Contributions internes	2,7	4,4	10,6		*7,9*	*98,1%*		
Contributions internes	48,3	49,8	56,6		*8,3*	*8,3%*		
Actifs réglementaires	**80,9**	**88,2**	**124,1**	**(17,1)**	***43,2***	***23,9%***	***26,1***	***15,0%***
Efficacité énergétique et gestion de la demande de puissance Aide financière REM	69,8	76,6	89,0		*19,2*	*12,9%*		
Aide financière REM	6,6	7,1	12,2		*5,6*	*36,0%*		
Maîtrise de la végétation			17,1	(17,1)	*17,1*			
Autres actifs réglementaires	4,5	4,5	5,8		*1,3*	*13,5%*		
Retrait d'actifs	3,6	7,6	5,1		*1,5*	*19,0%*		
Hors base de tarification	**64,9**	**12,3**	**14,1**		*(50,8)*	*-53,4%*		
Radiation de projets	6,8	4,8	7,0		*0,2*	*1,5%*		
Autres contributions	51,7	2,2	-		*(51,7)*	*-100,0%*		
Actifs non réglementaires (bornes)	3,0	4,2	6,6		*3,6*	*48,3%*		
Retrait d'actifs	3,4	1,1	0,5		*(2,9)*	*-61,7%*		
Taxes	**118,1**	**120,0**	**127,5**		***9,4***	***3,9%***		
Services publics	58,3	60,2	67,6		*9,3*	*7,7%*		
Municipales et scolaires	1,0	1,0	1,1		*0,1*	*4,9%*		
Bureau de la transition climatique et énergétique (BTCE)	58,8	58,8	58,8		-	*0,0%*		
Total	**897,2**	**922,1**	**1 003,7**	**986,6**	***106,6***	***5,8%***	***89,5***	***4,9%***

[178] Les achats de combustible, l'amortissement et les taxes représentent respectivement 12,5 %, 75 % et 12,5 % des autres charges.

[179] Les charges d'amortissement de 750,9 M$ proviennent essentiellement de projets d'investissements et des actifs règlementaires autorisés.

[180] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur au soutien des montants des autres charges. **La Régie approuve un montant de 1 003,7 M$ pour les autres charges pour l'année témoin 2025.**

116 Tableau établi à partir de la pièce B-0047 p. 14 à 18. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

13.3 AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

[181] Le Distributeur indique que les autres composantes du coût des avantages sociaux futurs en distribution sont de – 277,7 M$ pour l'année témoin 2025. Il réfère aux explications déposées en Phase 1[117].

[182] La Régie est satisfaite de la preuve au soutien des montants des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs demandés par le Distributeur. **La Régie approuve un montant de -277,7 M$ pour les autres composantes du coût des avantages sociaux futurs en distribution pour l'année témoin 2025.**

13.4 FRAIS CORPORATIFS

[183] Tel que mentionné dans sa décision D-2025-022 Phase 1 à la section 8.3.1, la Régie approuve pour les frais corporatifs un montant de 53,8 M$ pour l'année témoin 2025.

13.5 REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[184] Les revenus autres que les ventes d'électricité s'élèvent à 161,5 M$ pour l'année témoin 2025. En hausse de 6,9 M$ (+4 %) par rapport à l'année de base 2024 et de 11,2 M$ (+7 %) par rapport à l'année historique 2023[118].

[185] D'une part, les revenus générés par les ventes d'attributs environnementaux ont diminué de façon significative depuis 2023. Ces ventes consistent en revenus tirés de la vente, sur les marchés volontaires, de certificats d'énergie renouvelable issus des contrats d'achat d'électricité de long terme du Distributeur. La diminution des revenus de 12,4 M$ (-38 %) depuis 2023 s'explique principalement par un volume de ventes prévu moins élevé[119].

---

117 Pièce B-0044, p. 50 à 53.

118 Pièce B-0047, p. 18.

119 Pièce B-0047, p. 18.

[186] D'autre part, les revenus générés par la vente d'unité de conformité s'élèvent à 8,3 M$ en 2025 alors qu'ils étaient inexistants en 2023. Depuis juin 2022, le *Règlement sur les combustibles propres*[120] permet aux exploitants de réseaux de recharge de participer à un marché où des unités de conformité peuvent être créées, accumulées et revendues à des fournisseurs de carburants canadiens qui sont dans l'obligation de se conformer aux exigences en matière de réduction de l'intensité en carbone de leurs produits[121].

[187] Finalement, les frais de recharge aux bornes génèrent des revenus s'élevant à 17,9 M$ pour l'année témoin 2025 comparativement à 5,6 M$ pour l'année historique. Cette augmentation s'explique par l'accroissement du nombre de recharges lié au nombre de véhicules et au nombre de bornes. De plus, à partir de 2024, les bornes installées sont majoritairement des bornes de 180 kW et de 350 kW, dont le coût au kWh pour le membre, est plus important que celui des bornes moins puissantes.

[188] La Régie constate qu'aucun intervenant n'a soulevé d'enjeu au sujet des revenus autres que les ventes d'électricité.

[189] La Régie est satisfaite de la preuve au soutien de ces revenus autres. **La Régie approuve un montant de 161,5 M$ pour les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2025.**

13.6 RABAIS SUR VENTES POUR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[190] Les rabais sur ventes pour les ménages à faibles revenus s'élèvent à 25,6 M$ pour l'année témoin 2025. En hausse de 5,0 M$ (+24 %) par rapport à l'année de base 2024 et de 15,1 M$ (+144 %) par rapport à l'année historique 2023[122].

[191] La croissance des rabais par rapport au montant de l'année historique 2023 s'explique par « l'élargissement temporaire des seuils de faible revenu qui a eu pour effet

---

120 *Règlement sur les combustibles propres*.

121 Pièce B-0047, p. 19 et Section 2.2 de l'annexe B.

122 Pièce B-0047, p. 19.

d'augmenter de façon significative le nombre de participants se qualifiant pour les ententes plus généreuses et d'entraîner une hausse de la radiation moyenne ».

[192] La Régie constate qu'aucun intervenant n'a soulevé d'enjeu à ce sujet.

[193] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur au soutien des rabais sur ventes pour les ménages à faible revenu. **La Régie approuve les rabais sur ventes pour les ménages à faible revenu pour l'année témoin 2025.**

13.7 RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION ET AMORTISSEMENTS

[194] Le Distributeur présente un coût moyen pondéré du capital de 6,086 %[123], correspondant à un montant de 913,0 M$ pour l'année témoin 2025[124]. Conformément à la décision D-2014-034[125], le Distributeur a déposé une mise à jour de son taux de rendement[126]. À la suite de cette mise à jour, dans sa décision D-2025-022 Phase 1, la Régie approuve un coût moyen pondéré du capital de 6,071 %[127].

[195] De plus, le Distributeur présente le coût des amortissements. Ces derniers passent de 660,0 M$ lors de l'année historique 2023 à 750,9 M$ lors de l'année témoin 2025. Cette croissance est principalement attribuable aux nouvelles mises en service des immobilisations corporelles et des actifs règlementaires[128]. Ces mises en service ainsi que la base de tarification seront traitées dans la section suivante.

123 Pièce B-0047, p. 20, tableau 15.
124 Pièce B-0047, p. 8, tableau 1.
125 Dossier R-3842-2013, décision D-2014-034, p. 68, par. 273.
126 Pièce B-0281, p. 7, tableau 2.
127 Décision D-2025-022, p. 33 et 34, par. 104.
128 Pièce B-0047, p. 17.

14 BASE DE TARIFICATION ET MISE EN SERVICE

[196] Le dernier rapport annuel dans lequel le Distributeur a présenté la base de tarification date de 2018[129]. Pour permettre à la Régie d'apprécier l'évolution de la base de tarification, le Distributeur présente cette dernière en deux étapes. Premièrement, entre 2019 et 2022, la base de tarification a augmenté de 2 047 M$, tel que le montre le tableau suivant.

TABLEAU 8

ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2019-2022 (M$)[130]

(en millions de $)	31 décembre 2018	31 décembre 2022
Immobilisations corporelles en exploitation	9 486,1[1]	10 455,6
Actifs incorporels	84,7	110,2
Contrats de location-acquisition	38,8	47,3
Contributions internes	437,8	1 460,9
Actifs règlementaires	485,7	395,2
Autres actifs	-	8,2
Fonds de roulement	263	388,6
Autres	23,3	-
Total	**10 819,3**	**12 866,1**

[1] *Ajusté afin de tenir compte de l'impact récurrent de l'application de la révision des durées de vie utile des transformateurs aériens de 2019 (Facteur Z)*

[197] Le Distributeur présente également, comme dans les dossiers précédents, les données de l'année historique 2023, de l'année de base 2024 et de l'année témoin 2025.

[198] Entre 2023 et 2025, la base de tarification a augmenté de 2 311,7 M$, tel que le montre le tableau suivant. Près de la moitié de la croissance s'explique par les immobilisations corporelles en exploitation, principalement les lignes de distribution

129 Dossier R-9001-2018, pièce B-0014.

130 Pièce B-0047, p. 21, tableau 16.

aériennes et souterraines, ainsi que par le contrat de location-acquisition de la centrale hydroélectrique d'Innavik[131].

TABLEAU 9

ÉVOLUTION DES COMPOSANTES DE LA BASE DE TARIFICATION
(M$, MOYENNE DES 13 SOLDES)[132]

(en millions de $)	2023 *Réel*	2024 *Année de base*	2025 *Année témoin*	Diff 2025-2023	Diff 2025-2024
Immobilisations corporelles en exploitation	10 285,4	10 807,0	11 449,9	1164,5	642,9
Actifs incorporels	107,0	148,6	156,0	49,0	7,4
Contrats de location-acquisition	46,6	122,4	313,0	266,4	190,6
Contributions internes	1 437,5	1 441,0	1 626,0	188,5	185,0
Actifs règlementaires	533,2	667,3	1 105,70	572,5	438,4
Autres actifs	6,5	3,1	0,3	-6,2	-2,8
Fonds de roulement	275,3	323,1	352,4	77,1	29,3
Total	**12 691,6**	**13 512,5**	**15 003,3**	**2 311,7**	**1 490,8**

[199] Tout comme l'évolution de la base de tarification, le Distributeur présente les mises en service en deux temps, en commençant par les données de 2019 à 2022. N'ayant plus l'obligation de faire autoriser préalablement ses projets d'investissements, le Distributeur indique que sa présentation s'inscrit dans le cadre règlementaire instauré par l'entrée en vigueur de la Loi sur la simplification[133].

[200] Pour établir la base de tarification, la Régie doit tenir compte de la juste valeur des actifs mis en service depuis 2019, soit depuis le dernier dossier tarifaire, et juger s'ils ont été prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

131 Pièce B-0047, p. 24 et 32 à 34, tableaux A-7 à A-9.
132 Pièce B-0047, p. 32 à 34, tableaux A-7 à A-9.
133 Pièce B-0047, p. 24.

14.1 MISES EN SERVICE ENTRE 2019 ET 2022

TABLEAU 10

MISES EN SERVICE POUR LA PÉRIODE 2019-2022 (M$)[134]

Immobilisations corporelles en exploitation	**2 921,30**
Lignes aériennes de distribution	*1 691,60*
Lignes souterraines de distribution	*703,1*
Réseaux autonomes	*150,3*
Équipements de mesurage	*153,1*
Actifs de soutien	*221,8*
Autres actifs de réseaux	*0,3*
Postes de distribution	*0,6*
Contribution de tiers	*0,5*
Actifs incorporels en exploitation	**116,1**
Logiciels	*80,2*
Autres actifs incorporels	*35,9*
Contrats de location-acquisition	**18,4**
Contributions internes	**1 112,50**
Actifs règlementaires	**317,3**
Autres actifs	**11,1**
Total des mises en service	**4 496,70**

[201] Entre 2019 et 2022, plus de 80 % des mises en service des immobilisations corporelles en exploitation concernent les actifs de lignes de distribution, soit 53 % du total des mises en service. Ces mises en service découlent des investissements réalisés majoritairement en Croissance de la demande ou en Maintien des actifs. Le Distributeur indique que l'ensemble des travaux à réaliser est planifié en fonction de ses priorités, de l'évolution des besoins du réseau et de la force de travail disponible[135].

[202] Le Distributeur note aussi que les mises en service des contributions internes, représentant 25 % du total des mises en service, ont été autorisées dans la décision D-2022-053[136]. Elles correspondent au solde cumulatif de l'agrégation charges-ressources

134 Pièce B-0047, p. 21, tableau 17.

135 Pièce B-0047, p. 21. La planification du réseau est présentée à la pièce B-0025, p. 10, section 2.

136 Dossier R-4167-2021, décision D-2022-053, p. 117 à 121.

négatif du Transporteur transférée au Distributeur[137].

14.2 MISES EN SERVICE DEPUIS 2023

[203] Les mises en service par le Distributeur augmentent de 1 281,8 M$ en 2023 à 1 768,7 M$ en 2025, tel que le montre le tableau suivant.

TABLEAU 11

MISES EN SERVICE DES ACTIFS POUR LA PÉRIODE 2023-2025[138]

(en millions de $)	**2023** ***Réel***	**2024** ***Année de base***	**2025** ***Année témoin***
Excluant les projets majeurs (incluant les contrats de location)	810,9	1 116,7	970,5
Projets majeurs (incluant les contrats de location)	110,1	314,1	166,9
Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers	(1,1)	(56,4)	(7,0)
Contributions internes	1,1	287,9	5,4
Actifs règlementaires	360,8	446,9	632,9
Total	**1 281,8**	**2 109,1**	**1 768,7**

[204] Le Distributeur indique que les mises en service des actifs règlementaires auront presque doublé entre 2023 et 2025, ce qui est attribuable principalement aux programmes d'efficacité énergétique et de GDP. De plus, le nouvel actif règlementaire pour l'ensemble des coûts liés aux travaux de maîtrise de la végétation, autorisé par la décision D-2025-022 en Phase 1 du présent dossier, contribue également à l'augmentation des mises en service[139].

137 Pièce B-0047, p. 22.

138 Pièce B-0047, p. 24, tableau 22.

139 Pièce B-0047, p. 25.

Mises en service des projets majeurs

[205] Selon le Distributeur, les mises en service des projets majeurs augmenteront de 56,8 M$ entre 2023 et 2025. Tel qu'indiqué au tableau suivant, cette augmentation s'explique par les mises en service des projets majeurs autorisés par Hydro-Québec[140], alors que ceux autorisés par la Régie, avant l'entrée en vigueur de la Loi sur la simplification, diminuent[141]. En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur fourni les calendriers des mises en service des projets majeurs pour 2023, 2024 et 2025[142].

TABLEAU 12

MISES EN SERVICE PROJETS MAJEURS[143]

(en millions de $)	**2023** ***Réel***	**2024** ***Année de base***	**2025** ***Année témoin***
Mises en service des projets > 10 M$ autorisés par la Régie	53,7	64,0	29,5
Mises en service des projets > 25 M$ initiés après l'entrée en vigueur de la Loi sur la simplification	56,4	250,1	137,4
Projets majeurs (incluant les contrats de location)	**110,1**	**314,1**	**166,9**

[206] Les coûts projetés de trois projets majeurs autorisés par la Régie, qui auront fait l'objet d'une mise en service finale au plus tard le 31 décembre 2025, excèdent de plus de 15 % les montants autorisés. L'explication pour ces écarts est fournie par le Distributeur[144]. Les coûts projetés des projets des postes De Lorimier et Saint-Patrick, dont les mises en service finales sont attendues après 2025, excèdent de plus de 15 % les montants autorisés[145]. Puisque les mises en service finales sont prévues après 2025, le Distributeur fournit des informations préliminaires quant aux raisons des dépassements. Le Distributeur fournira plus d'informations lors de la mise en service finale pour ces deux projets[146].

---

140 Pièce B-0047, p. 36, tableau A-14.
141 Pièce B-0047, p. 35, tableau A-10.
142 Pièce B-0098, p. 9 et 10, tableaux R-3.1.1 et R-3.2.1.
143 Pièce B-0047, p. 24, tableau 22.
144 Pièce B-0047, p. 35 et 36, tableaux A-11, A12 et A-13.
145 Pièce B-0047, p. 35, tableau A-10.
146 Pièce B-0253, p. 4 et 5, R-1.2.

[207] Pour les projets majeurs autorisés par Hydro-Québec qui seront mis en service avant la fin de 2025, le Distributeur présente les objectifs, les justifications des solutions retenues, les bénéfices attendus et les explications des écarts entre les montants autorisés et projetés[147]. Pour les projets majeurs autorisés par Hydro-Québec avec une mise en service finale après 2025, certaines informations sont disponibles dans les rapports annuels du Distributeur[148].

Mises en service excluant les projets majeurs

[208] Les mises en service des actifs excluant les projets majeurs augmentent de 159,6 M$ entre 2023 et 2025. Ces mises en service découlent principalement de projets de croissance de la clientèle, de réparations causées par des événements météorologiques ou de la stratégie de maintien des actifs. Une grande portion des coûts des actifs mis en service est constituée de prestations de travail interne capitalisées[149].

TABLEAU 13

MISES EN SERVICE EXCLUANT LES PROJETS MAJEURS[150]

(en millions de $)	**2023**	**2024**	**2025**
Maintien des actifs	296,4	312,2	381,9
Amélioration de la qualité	2,9	10,6	0,9
Croissance de la demande	462,6	737,3	512,3
Respect des exigences	48,9	56,6	75,5
TOTAL	**810,9**	**1 116,70**	**970,5**

[209] Le Distributeur soutient que sa stratégie et sa priorisation des projets visent à faire évoluer le réseau pour répondre aux besoins de croissance et pour soutenir la transition énergétique du système énergétique[151].

147 Pièce B-0047, p. 37 à 40, tableaux A-15 à A-21.
148 Pièce B-0253, p. 5 et 6, R-1.3.
149 Pièce B-0047, p. 24.
150 Pièce B-0047, p. 24, tableau 22.
151 Pièce B-0025, p. 10.

[210] La croissance des mises en service, excluant les projets majeurs entre 2023 et 2024, a particulièrement été élevée, augmentant de 305,8 M$. Le Distributeur explique qu'une bonne partie de l'augmentation, associée à la catégorie Croissance de la demande, est liée au contrat de location-acquisition de la centrale hydroélectrique d'Innavik[152].

[211] En excluant le montant de ce contrat en 2024, la croissance des mises en service des actifs de la catégorie Croissance de la demande est liée principalement à l'augmentation du nombre d'abonnés[153].

[212] La hausse des mises en service des actifs excluant les projets majeurs de la catégorie Maintien des actifs s'explique principalement par le renouvellement des équipements pour faire face à l'augmentation des aléas climatiques[154].

[213] Les mises en service des actifs de la catégorie Respect des exigences croit en 2025 en raison d'une part, de la hausse des droits d'émissions de GES et d'autre part, de la reprise du programme d'enfouissement qui avait été temporairement arrêté en 2024 à la suite d'un manque de capacité[155].

[214] Les mises en service des actifs de la catégorie Amélioration de la qualité passent de 2,9 M$ en 2023, à 10,6 M$ en 2024, à la suite de la mise en service de logiciels pour les activités de distribution[156].

[215] La Régie note qu'aucun intervenant n'a traité de cet enjeu.

[216] **La Régie reconnaît comme étant prudemment acquises et utiles, pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, les immobilisations mises en service présentées par le Distributeur dans le présent dossier.**

---

152 Pièce B-0047, p. 24.
153 Pièce B-0098, p. 15, R-4.3.1.
154 Pièce B-0098, p. 13, R-4.1.1.
155 Pièce B-0098, p. 16, R-4.4.1.
156 Pièce B-0098, p. 14, R-4.2.1.

[217] **En conséquence, la Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2025, selon la moyenne des 13 soldes présentée par le Distributeur au tableau A-9 de la pièce B-0047, estimée au montant de 15 003,3 M$[157].**

15 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE GDP

[218] Le Distributeur demande l'approbation des budgets des programmes d'efficacité énergétique et de GDP qui s'élèvent respectivement à 418,9 M$ et à 70,5 M$, pour l'année témoin 2025[158].

[219] Le Distributeur décrit l'évolution et la portée de son offre[159] ainsi que les hypothèses considérées[160] aux fins de ses prévisions budgétaires et énergétiques de 2025, qu'il met en parallèle avec les données de 2022 à 2024, tel que décrit aux tableaux 14 et 15. Il présente également un bilan pour la période couverte par le Plan directeur de Transition énergétique Québec, soit de 2018 à 2022[161].

[220] Le Distributeur travaille avec le gouvernement du Québec afin de faire évoluer ces programmes qui sont au cœur des priorités du *Plan d'action 2035*. Conséquemment, il souligne que les budgets ont fortement augmenté par rapport au réel de 2023, notamment ceux pour les appuis financiers pour des mesures plus coûteuses comme la géothermie de même que ceux pour les activités de commercialisation.

[221] Le Distributeur entend intensifier ses efforts dans les prochaines années de façon non linéaire tout en considérant la capacité du marché à adopter des mesures d'efficacité énergétique qui sont plus onéreuses avec le temps. Les budgets demandés tiennent compte de cette réalité[162].

---

157 Pièce B-0047, p. 34, tableau A-9.
158 Pièce B-0114, p. 14 et 18.
159 Pièce B-0114, p. 5 à 12 et 14 à 18.
160 Pièce B-0114, tableau B-1, p. 29.
161 Pièce B-0100, Tableaux en préambule aux questions 4, 5 et 10, R4.1, R5.1, et R10.1, p. 9 à 14, 20 et 21.
162 Pièces B-0100, R1.3, p. 5, B-0114, p. 5, B-0265, p. 7 et B-0295, p. 10 et 11.

TABLEAU 14

BUDGETS ET IMPACTS ÉNERGÉTIQUES NETS DES PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DE 2022 À 2025 - TOUS LES MARCHÉS[163]

Programmes d'efficacité énergétique	Économies d'énergie (GWh)				Réduction de puissance (MW)				Budget total (M$)			
	Réel 2022[1]	Réel 2023[1]	Réel proj. 2024[2]	Prévu 2025	Réel 2022[1]	Réel 2023[1]	Réel proj. 2024[2]	Prévu 2025	Réel 2022[1]	Réel 2023[1]	Réel proj. 2024[2]	Prévu 2025
Sensibilisation à mieux consommer[3]	**276,0**	**174,0**	**159,5**	**149,5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**5,6**	**3,2**	**5,8**	**10,0**
Programmes pour mieux consommer	**133,8**	**128,5**	**164,1**	**179,5**	**-**	**-**	**5,5**	**6,5**	**35,3**	**42,4**	**90,1**	**130,1**
Thermopompes - Biénergie	-	2,2	2,4	2,6	**-**	**-**	**-**	**-**	-	0,4	0,5	0,6
Thermopompes efficaces	130,6	126,3	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	32,8	37,9	-	-
LogisVert	-	-	161,6	176,9	**-**	**-**	2,3	2,9	2,3	4,0	86,9	126,1
Chauffe-eau à trois éléments	-	-	-	-	**-**	**-**	3,2	3,6	-	-	2,6	3,4
Produits économiseurs d'eau et d'énergie	3,3	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	0,2	-	-	-
Programmes Ménages à faible revenu	**0,6**	**0,5**	**0,8**	**0,9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,8**	**0,7**	**1,0**	**1,3**
Sous-total marché Résidentiel	**410,5**	**303,0**	**324,4**	**329,9**	**-**	**-**	**5,5**	**6,5**	**41,7**	**46,3**	**96,9**	**141,4**
Programme Produits agricoles	**12,5**	**22,4**	**13,5**	**15,2**	-	-	-	-	**2,9**	**6,7**	**4,8**	**6,6**
Programme Solutions efficaces	**380,8**	**462,8**	**507,1**	**571,1**	-	-	-	-	**78,6**	**103,3**	**159,9**	**221,9**
Thermopompes Biénergie - Commercial et Institutionnel	-	-	1,0	3,9	-	-	-	-		-	0,8	2,9
Commercial et institutionnel	195,7	271,8	240,7	269,8	-	-	-	-	42,7	64,5	81,5	110,8
Petites et moyennes industries	124,0	103,8	131,3	147,2	-	-	-	-	22,3	20,0	38,9	54,1
Grandes industries	61,2	87,2	134,1	150,2	-	-	-	-	13,7	18,8	38,7	54,1
Programmes Gestion de l'énergie	**-**	**-**	**8,0**	**8,0**	-	-	-	-	**-**	**1,7**	**3,9**	**3,9**
Programme Projets innovants	**1,4**	**1,6**	**9,1**	**9,9**	-	-	-	-	**0,4**	**0,4**	**4,6**	**5,7**
Sous-total marché Affaires	**394,7**	**486,9**	**537,7**	**604,2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**81,9**	**112,1**	**173,2**	**238,0**
Réseaux autonomes	2,5	0,7	1,0	1,1	-	-	-	-	1,5	1,1	2,9	3,5
Innovations tecnologiques et commerciales	16,0	-	1,1	1,2	-	-	-	-	7,1	6,0	8,1	8,4
Activités communes	-	-	-	-	-	-	-	-	10,3	9,6	15,8	27,6
Total	**823,7**	**790,6**	**864,1**	**936,3**	-	-	**5,5**	**6,5**	**142,5**	**175,1**	**296,8**	**418,9**

[1] *Les données 2022 et 2023 des mesures Accumulateurs thermiques centraux (maintenant promus par LogisVert) et Chauffe-eau à trois éléments sont exceptionnellement comptabilisées dans le bilan des programmes de GDP au 1er mai 2023.*

[2] *4 mois réels et 8 mois projetés.*

[3] *Regroupe les volets Sensibilisation intégrée (lequel inclut désormais l'Outil de performance énergétique lancé en 2022), Éclairage, Fenêtres et portes-fenêtres et Équipements efficaces pour les piscines, ayant été transférés des Programmes pour mieux consommer.*

163 Tableau établi à partir des pièces B-0114, Tableaux A-1 et A-2, p. 23 et 24 et B-0100, p. 3 à 5, 7 et 8, R-1.1.1, R-1.2, Tableaux R-1.2A et R-1.2B et R-3.2.

TABLEAU 15

BUDGETS ET IMPACTS ÉNERGÉTIQUES NETS DES PROGRAMMES DE GDP[164]

Programme de GDP	Économies d'énergie (GWh)				Réduction de puissance (MW)				Budget investissements (M$)				Budget Charges (M$)				Budget Total (M$)			
	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025
Au 1er mai 2023[1]																				
Clientèle résidentielle		4,8				27,4	73,4			3,8	15,4			3,8	6,3			7,5	21,8	
Total		4,8				27,4	73,4			3,8	15,4			3,8	6,3			7,5	21,8	
À partir du 1er mai 2023																				
Clientèle résidentielle								**150**			**38,7**	**45,1**		**9,6**	**-**	**-**		**9,6**	**38,7**	**45,1**
Offre Hilo et appareils compatibles								150			20,9	45,1		9,6	-	-		9,6	20,9	45,1
TD											17,8			-				-	17,8	
Clientèle affaires								**85**			**15,3**	**25,4**		**0,4**	**0,4**	**-**		**0,4**	**15,7**	**25,4**
Total								**235**			**54,0**	**70,5**		**10,0**	**0,4**	**-**		**10,0**	**54,4**	**70,5**

[1] *Date d'intégration d'Hilo aux activités du Distributeur.*

[222] Le Distributeur présente la liste des suivis de décision en lien avec ses programmes d'efficacité énergétique et de GDP. Il demande de mettre fin aux suivis des paragraphes 341 et 346 de la décision D-2022-062 et 176 de la décision D-2023-109[165], en lien avec Hilo, étant donné le changement dans son modèle d'affaires[166].

15.1 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[223] Le Distributeur présente le calendrier des évaluations des programmes d'efficacité énergétique[167] prévu entre 2024 et 2026, lequel couvre 99 % des économies d'énergie réalisées en 2023[168]. Il apporte des précisions se reflétant dans le calendrier présenté par la Régie au tableau suivant.

164 Tableau établi à partir des pièces B-0114, tableaux A-1 à A-3, p. 23 à 25, B-0100, p. 4 et 5, Tableaux R-1.2A et R-1.2B.

165 Dossiers R-4110-2019 Phase 1, décision D-2022-062, p. 91 et 92 et R-4210-2022 Phase 1, décision D-2023-109, p. 53.

166 Pièces B-0114, p. 33 et 34 et B-0295, p. 14.

167 Dont l'impact est pris en compte dans l'établissement des prévisions énergétiques et budgétaires présentées pour approbation, tel que précisé à la pièce B-0100, R3.3, p. 8.

168 Pièce B-0114, p. 12 et 13.

TABLEAU 16

CALENDRIER D'ÉVALUATION 2024 À 2026 - MARCHÉS RÉSIDENTIEL ET AFFAIRES[169]

Programmes d'efficacité énergétique		Année de finalisation et dépôt du rapport d'évaluation		
		2024	2025	2026
Marché Résidentiel				
Sensibilisation à mieux consommer				
Sensibilisation intégrée , incluant l'*Outil de performance énergétique*		I (2024)	I (2025)	I (2026)
Équipements efficaces pour les piscines		I (2024)[1]		
Programmes pour mieux consommer				
Logisvert	*Thermopompes efficaces* [2]	P, M (2021-2024)	I (2024)	
	Autres mesures[2]			M,I (2024-2025)
Marché Affaires				
Programme Produits agricoles			P (2024-2025)	M,I (2024-2025)
Programme Solutions efficaces			P (2024-2025)	M,I (2024-2025)
Programmes Gestion de l'énergie			P, M,I (2023-2024)	
Programme Projets innovants				P, M,I (2024-2025)

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

[1] *Avec projections pour 2025, 2026 et 2027.*

[2] *Ces catégories d'évaluation sont temporaires.*

[225] Le Distributeur présente les trois rapports d'évaluation complétés en 2023, soit pour le volet Sensibilisation intégrée (couvrant l'année 2023) [170] et les programmes Solutions efficaces et Produits agricoles efficaces (couvrant les années 2021 et 2022). Les impacts de ces évaluations sur les résultats des programmes y sont présentés, le cas échéant[171].

15.1.1 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

[226] À l'égard du programme Sensibilisation à mieux consommer, le Distributeur précise que pour contrer l'effritement de son influence dans la promotion de conseils en efficacité

---

169 Tableau établi à partir des pièces B-0114, p. 13, B-0100, R3.1, R3.2 et R4.2, p. 7, 8 et 12 et A-0102, p. 205 à 207.

170 Le Distributeur fait état, à la pièce B-0100, R5.1, p. 13, d'une erreur dans l'historique des économies nettes totales de 2018 à 2022 rapporté au Tableau 4-9 de l'évaluation. Le Distributeur valide l'historique compilé par la Régie au Tableau 1, préambule de la question 5.

171 Pièce B-0114, p. 12 et annexe E.

énergétique, il a augmenté le budget afin de maintenir à terme un certain niveau d'influence et de conserver les GWh qui y sont associés.

[227] Le Distributeur indique qu'aucune économie d'énergie en transformation de marché liée aux volets Éclairage et Fenêtres et portes-fenêtres ne sera comptabilisée après 2025, ce qui explique un certain déclin des GWh. Pour les économies qui seront générées par ces deux volets en 2024 et 2025, il utilisera les projections des dernières évaluations[172].

[228] Le Distributeur explique la non-linéarité entre le budget total et les impacts énergétiques de LogisVert depuis son lancement, par les facteurs suivants[173] :

- L'augmentation des budgets de commercialisation en 2025 par rapport à 2024, année qui a bénéficié de l'engouement généré par le pré-lancement de 2023[174].
- Le rehaussement des prévisions de 2025 pour les mesures Thermopompe géothermique et Accumulateur de chaleur, en fonction de leurs résultats encourageants de 2024. Toutefois, ces mesures plus lourdes et coûteuses ont un rapport $/kWh (ou $/kW) plus élevé.

[229] Par ailleurs, le Distributeur souligne que le taux d'opportunisme de 31 % déterminé dans la dernière évaluation de Chauffe-eau à trois éléments[175] n'a pas été pris en compte dans ses prévisions de 2025[176]. Il soutient que dans le cas de cette mesure développée par Hydro-Québec, il serait plus approprié de considérer l'élasticité-prix de l'aide financière sur la décision d'achat des clients[177].

---

172 Pièce B-0100, R3.2 et R6.1, p. 8 et 14.

173 Pièce B-0100, R7.2, p. 16.

174 Le Distributeur précise, à la pièce B-0202, R1.2, p. 4, que les investissements de pré-lancement de *LogisVert* en 2022 et 2023, sont des coûts de développement de programme capitalisables.

175 *Suivi administratif de la décision D-2019-088* pour l'année 2019, Évaluation du volet Chauffe-eau à trois éléments, p. 6 et 7.

176 Pièce B-0114, tableau B-1, p. 29.

177 Pièce B-0100, R8.1, p. 19.

15.1.2 MARCHÉ AFFAIRES

[230] Le Distributeur anticipe une participation accrue au programme Solutions efficaces en 2025 sur la base des améliorations qu'il entend appliquer, notamment par l'augmentation des appuis financiers[178], de la tendance observée au cours des dernières années, des efforts de commercialisation et des rapports d'évaluation[179].

[231] Le Distributeur précise les économies d'énergie nettes obtenues par l'évaluateur de 2019 à 2022 ainsi que la méthode d'estimation retenue au présent dossier pour les années 2023 et 2024[180].

[232] Concernant la petite clientèle affaires, le Distributeur fait état des diverses contraintes et difficultés pour fournir certaines données différenciées par tarif. Il indique que des mesures pour réduire les barrières de participation des clients des tarifs G et Flex G ont été mises en place et soumet les résultats en termes du nombre de demandes d'appuis financiers et de projets réalisés[181].

15.1.3 RÉSEAUX AUTONOMES

[233] Le Distributeur indique à l'égard des mesures visant le marché résidentiel des réseaux autonomes en 2025 qu'il :

- Prolonge le projet pilote visant l'installation de thermopompes et qu'il souhaite déployer et adapter les modalités du programme Remplacement de frigos destinés aux ménages à faible revenu, aux Îles-de-la-Madeleine;
- Poursuit ses activités de sensibilisation et en analysera l'une d'entre elles;
- Désire développer une approche pédagogique spécifique pour le Nunavik.

---

178 Pièce B-0114, p. 9 et 10.

179 Pièce B-0100, R11.3, p. 24.

180 Pièce B-0100, Tableau 1 en préambule à la question 11, R11.1 et R11.2, p. 22 à 24.

181 Pièces B-0106, R4.9 et R4.10, p. 19 et 20, B-0295, p. 11 et A-0102, p. 137 et 138.

[234] Concernant les mesures visant le marché affaires de ces réseaux, le Distributeur indique qu'il étudie des pistes d'améliorations afin de proposer un plan d'action d'efficacité énergétique propre au Nunavik et qu'il réfléchit à l'augmentation de certains appuis financiers aux Iles-de-la-Madeleine[182].

15.2 PROGRAMMES DE GDP

[235] Le Distributeur indique que les programmes de GDP visent l'adhésion de nouveaux clients, la pérennisation de la participation des clients existants ainsi que l'augmentation de leur contribution[183]. Eu égard à ces objectifs, le Distributeur retient :

- Une réduction de puissance totale de 235 MW effective à l'hiver 2025-2026[184] :
  - Estimée en tenant compte de la différence entre les approvisionnements apparaissant dans la rubrique Gestion de la demande en puissance du tableau 3.2 de l'*État d'avancement 2023 du plan d'approvisionnement 2023-2032*[185] pour les hivers 2024-2025 et 2025-2026, des résultats des projets pilotes et des taux d'impact connus ou envisagés pour les appuis financiers[186].
  - Générée par le biais d'appuis financiers pour des technologies facilitantes pour la GDP à hauteur de 70,5 M$[187].
- Un coût de 300 $/kW installé[188].

182 Pièce B-0114, p. 11.

183 Pièces B-0202, R4.6.1, p. 12 et 13 et B-0295, p. 12. À la pièce A-0102, p. 200, le Distributeur donne un ordre de grandeur de l'effacement prévu qui serait attribuable aux nouveaux clients et aux clients existants.

184 Pièces B-0100, R1.1, p. 4, B-0202, R2.3, p. 5 et 6 et B-0295, p. 12.

185 *État d'avancement 2023 du plan d'approvisionnement 2023-2032*.

186 Pièces A-0102, p. 204, 205, 228 et 230.

187 Pièces B-0100, R7.3, p. 16, B-0272, p. 3 et B-0295, p. 4 et 12.

188 Pièces B-0100, R7.5 et R12.2 p. 17 et 25 et B-0202, R4.3 et R4.4 ainsi que R4.6.2, p. 11 à 13.

[236] Le Distributeur précise que la réduction de 235 MW se retrouve au tableau 3.2 de l'*État d'avancement 2024 du plan d'approvisionnement 2023-2032*[189]. Toutefois, cette réduction ne peut pas être retracée par une simple comparaison des MW des hivers 2024-2025 et 2025-2026 puisque l'impact des appuis financiers est plus large que l'augmentation des MW au bilan de puissance à l'hiver 2025-2026[190].

[237] Le Distributeur indique que pour la clientèle résidentielle, la contribution d'Hilo sera regroupée avec la tarification dynamique à compter du 1er avril 2025. Pour la clientèle affaires, la contribution a été intégrée, tout d'abord, à la GDP Affaires puis à la GDP Latitude à partir de 2026[191].

[238] Le Distributeur précise que les investissements qui constituent l'actif règlementaire ne comportent que des appuis financiers qui allaient débuter en 2024, mais qui ne surviendront qu'en 2025, et que les budgets de 2023 et 2024 n'ont aucune incidence tarifaire pour ses clients[192].

[239] Par ailleurs, le Distributeur précise qu'il prévoit mandater la réalisation d'évaluations périodiques des programmes de GDP à un expert indépendant, à l'image des programmes d'efficacité énergétique. Il considère prématuré de fixer un délai de réalisation. Habituellement, 2 ans après le lancement d'un programme, certains aspects peuvent être validés. Il est donc possible que le Distributeur lance une évaluation en 2026[193].

15.3 ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

[240] Le Distributeur modifie la méthodologie d'utilisation des coûts évités dans le cadre des analyses économiques des programmes d'efficacité énergétique et de GDP, laquelle combinait les coûts évités en fourniture de court terme et de long terme, tant en énergie qu'en puissance. Dès 2025, seuls les coûts évités de long terme seront utilisés sur

189 *État d'avancement 2024 du plan d'approvisionnement 2023-2032*.

190 Pièces B-0272 et B-0283.

191 Pièces B-0100, R7.4, p. 14 et B-0295, p. 13 et 14.

192 Pièces B-0100, R7.3 et R12.2, p. 17 et 25 et B-0202, R2.5, R3.1, R3.1.1, R4.1, R4.1.1, R4.2, p. 6, 7 et 10.

193 Pièce A-0102, p. 198 et 199.

l'ensemble de l'horizon d'analyse des mesures[194]. Le Distributeur précise ces coûts évités par type de programme[195].

[241] Le Distributeur présente également les résultats anticipés en 2025 pour les tests économiques des programmes d'efficacité énergétique et de GDP[196]. Les résultats globaux sous forme monétaire et de ratio sont présentés par la Régie au tableau 17.

TABLEAU 17[197]

RÉSULTATS ANTICIPÉS EN 2025 - TESTS ÉCONOMIQUES DES PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE GDP

	(M$)				Ratio			
	TCTR	TNT	TP	TAP	TCTR	TNT	TP	TAP
Programmes d'efficacité énergétique	1036,2	552,6	425,0	1360,3	2,3	1,5	1,6	4,6
Programmes de GDP	-	91,0	-	-	-	-	-	-

[242] Le Distributeur présente également les résultats d'analyses de sensibilité[198] relatives aux tests économiques réalisées en fonction des paramètres demandés par la Régie au paragraphe 444 de la décision D-2010-022[199] pour les programmes d'efficacité énergétique.

[243] Pour les programmes de GDP, le Distributeur précise qu'en l'absence de données sur les coûts des clients qui sont engendrés par les nouvelles mesures recevant un appui financier, il ne peut pas calculer le TP ni le TCTR. Quant au TAP, celui-ci est équivalent au TNT pour de tels programmes[200].

[244] Le Distributeur estime l'impact de ses programmes d'efficacité énergétique et de GDP sur les revenus requis à 189,8 M$. En considérant notamment les coûts évités en

---

194 Pièce B-0114, p. 31.

195 Pièces B-0100, R13.1 à 13.3, p. 27 à 29 et B-0202, R3.3, p. 8. Les coûts évités par usage sont présentés à la pièce B-0190, R7.1, p. 16 à 18, tableaux R-7.1A à R-7.1E.

196 Pièce B-0114, tableaux 7, 10, C-1 et C-2, p. 13, 18 et 32.

197 Tableau établi à partir des tableaux 7 et 10 de la pièce B-0114, p. 13 et 18.

198 Pièce B-0114, tableau 8, p. 14.

199 Dossier R-3708-2009, décision D-2010-022, p. 106.

200 Pièce B-0114, p. 33.

approvisionnement, l'impact sur les tarifs est de l'ordre de 19,9 M$ pour l'année témoin 2025[201].

15.4 SUIVIS ANNUELS

[245] Le Distributeur indique que, conformément à l'annexe II de l'article 75.1 de la Loi, il déposera annuellement les résultats (en GWh ou MW et en dollars) par programme selon le même niveau de détail que les tableaux de l'annexe A de la pièce B-0114[202] ainsi que les rapports d'évaluation finalisés dans l'année[203].

[246] À l'égard de la possibilité de présenter annuellement les résultats des tests économiques, le Distributeur affirme qu'une analyse économique a de la valeur au moment de juger de l'approbation des budgets et non pas, au réel, dans le cadre du suivi administratif[204].

15.5 POSITION DES INTERVENANTS

[247] Le GRAME et le RTIEÉ sont d'avis que l'examen de la demande budgétaire pour les programmes d'efficacité énergétique et de GDP doit considérer l'atteinte des cibles, respectivement du Plan d'approvisionnement 2023-2032 et du Plan d'action 2035[205].

[248] Pour ces programmes, OC émet des recommandations en ce qui a trait à la présentation des prochains suivis administratifs, qui devrait inclure les résultats des tests économiques pour l'année précédente à la demande tarifaire[206], et aux campagnes de sensibilisation pour contrer certaines activités frauduleuses[207].

---

201 Pièces B-0114, tableaux 13 et C-3, p. 20 et 32, B-0202, R3.2 et R3.4, p. 8.
202 Le Distributeur réfère à la pièce B-0046, révisée par la pièce B-0114.
203 Pièce B-0100, R3.4, p. 8.
204 Pièce A-0102, p. 208.
205 Pièces C-GRAME-0013, p. 4 à 9 et C-RTIEÉ-0023, p. 3.
206 Pièces C-OC-0021, p. 13 et C-OC-0035, p. 14.
207 Pièces A-0108, p. 227 et C-OC-0035, p. 16.

[249] Concernant les programmes d'efficacité énergétique, le GRAME et le ROEÉ se disent rassurés de la raisonnabilité du budget demandé par le Distributeur et recommandent de l'approuver[208].

[250] Le RTIEÉ soutient que le budget demandé ne suffira pas au Distributeur pour atteindre ses cibles à l'horizon 2035. Il recommande de l'augmenter à 541,9 M$ et d'y donner effet par la modification des éléments granulaires tels que la hausse du nombre de participants prévus ou l'ajout d'équipements à la liste des équipements admissibles à certains programmes, lorsque cette liste est ouverte[209].

[251] Le GRAME présente une recommandation relative à l'inclusion de bénéfices non énergétiques dans le calcul du test TCTR et impliquant un suivi[210].

[252] OC recommande d'approuver les budgets du programme Sensibilisation à mieux consommer, qui continue de montrer les meilleurs ratios de performance de l'offre en efficacité énergétique, et du volet LogisVert des Programmes pour mieux consommer, qui démontre des résultats significatifs. Pour ces programmes ainsi que pour les Programmes ménages à faible revenu, OC émet des recommandations sur la promotion de conseils, les barrières d'entrée et les montants d'aide financière, dont une impliquant un suivi[211].

[253] Le GRAME note que l'augmentation entre les économies d'énergie générées via Thermopompes efficaces en 2023 et LogisVert en 2024 concorde avec l'offre d'une aide financière plus généreuse depuis 2023 pour les thermopompes qui respectent certains critères établis par Hydro-Québec, ce qui pourrait justifier une hausse de participation.

[254] De plus, le GRAME note que, malgré les hausses budgétaires importantes requises pour le programme Solutions efficaces, celui-ci demeure rentable selon les tests TCTR et TNT. L'intervenant soumet une recommandation à l'égard des mesures et des équipements de ce programme limitant les émissions de GES[212].

---

208 Pièces C-GRAME-0013, p. 38 et 41, C-ROEÉ-0019, p. 17 et A-0106, p. 196 à 198.

209 Pièces C-RTIEÉ-0023, p. 11, 12 et 26, C-RTIEÉ-0046, C-RTIEÉ-0047, p. 6, C-RTIEÉ-0048, p. 15 et A-0115, p. 96 à 99.

210 Pièce C-GRAME-0013, p. 40.

211 Pièce C-OC-0035, p. 12, 13, 16, 17,20 et 21.

212 Pièce C-GRAME-0013, p. 9 à 12 et 24.

[255] La FCEI et l'UPA émettent des recommandations, respectivement, sur un suivi pour les programmes visant la petite clientèle affaires et sur la reconduction intégrale du programme Produits agricoles efficaces[213].

[256] En ce qui concerne l'offre en efficacité énergétique pour les réseaux autonomes, le GRAME souligne l'importance de mettre en place des programmes et soumet des recommandations impliquant des suivis[214].

[257] En ce qui a trait aux programmes de GDP, le ROEÉ recommande d'approuver le budget demandé, visant à réduire l'effritement et à attirer plus de participation[215].

[258] Le GRAME recommande de retrancher du budget demandé, un montant de 17,8 M$ afférent à la tarification dynamique en 2024, qui ne serait pas lié à l'acquisition d'équipements et qui devrait plutôt être intégré à la détermination du revenu requis[216].

15.6 OPINION DE LA RÉGIE

[259] La Régie rappelle 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. Toutefois, la Régie doit exercer, sur une base quinquennale, sa compétence tarifaire prévue dans la Loi.

[260] Par conséquent, bien que les programmes et mesures d'efficacité énergétique ainsi que l'apport financier nécessaire à la réalisation de ces derniers soient approuvés par le gouvernement du Québec, la Régie 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.

---

213 Pièces C-FCEI-0016, C-FCEI-0032, p. 8 et 9, et C-UPA-0020, p. 9.
214 Pièce C-GRAME-0013, p. 29 et 30.
215 Pièces C-ROEÉ-0019, p. 17 et A-0106, p. 208 à 209.
216 Pièce C-GRAME-0013, p. 33, 34, 39 et 40.

[261] À cet égard, la Régie souligne que le CFR lié à ces programmes et mesures est inopérant[217]. Ainsi, la condition établie dans la décision D-2019-088[218] à l'effet que le Distributeur devait obtenir une autorisation pour dépasser de 15 % le budget annuel autorisé, avant de prendre tout engagement additionnel, n'est plus applicable.

[262] En lien avec les compétences décrites précédemment, la Régie souligne qu'elle 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 fixées. Il revient au Distributeur de proposer un portfolio de programmes d'efficacité énergétique et de GDP cohérent avec les cibles de ces plans.

15.6.1 PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Évolution des coûts totaux et des économies

[263] La Régie élabore la Figure 2 afin d'illustrer l'évolution des programmes d'efficacité énergétique sur la période 2018 à 2025. Elle observe que les coûts totaux et les économies d'énergie des programmes d'efficacité énergétique :

- Sont relativement constants entre 2018 et 2020, soit autour de 50 M$ et 450 GWh respectivement, pour un ratio $/kWh d'environ 0,11;
- Augmentent significativement entre 2020 et 2023, surtout les économies, atteignant respectivement 175 M$ et 790 GWh (avec un sommet de 822 GWh en 2022), dont le ratio $/kWh est de 0,22;
- Augmentent de façon plus significative de 2023 à 2025, surtout les coûts, atteignant respectivement 419 M$ et 936 GWh, dont le ratio $/kWh est de 0,45.

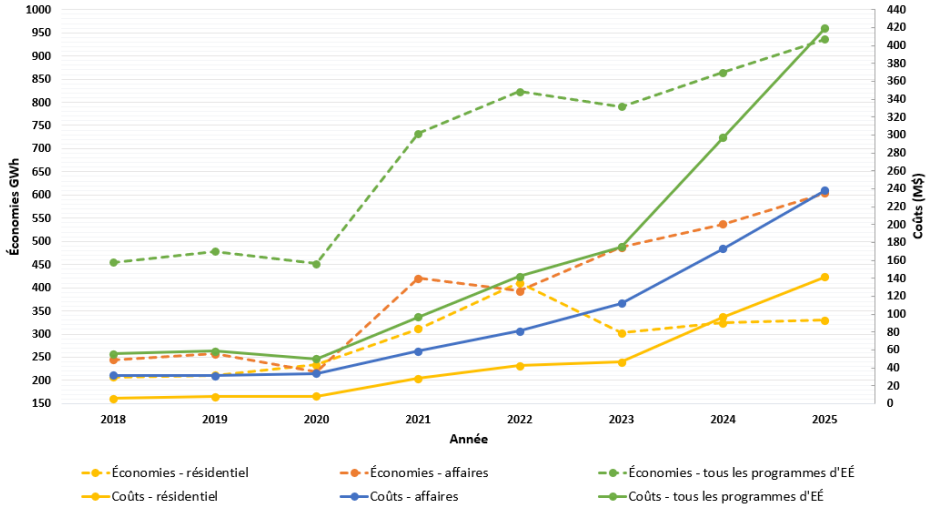
---

217 Pièce B-0031, p. 20 à 22.

218 Dossier R-4043-2018, décision D-2019-088, p. 130 et 131.

FIGURE 2

ÉVOLUTION DES ÉCONOMIES ET DES COÛTS TOTAUX DES PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE[219]



[264] La Régie constate que les rendements des budgets des programmes d'efficacité énergétique s'affaiblissent au fil du temps et infère que cette tendance est due principalement aux Programmes pour mieux consommer et Solutions efficaces, ayant les coûts les plus importants de l'offre en efficacité énergétique.

Programmes pour mieux consommer

[265] La Régie constate que les économies d'énergie et les coûts de LogisVert en 2025 représentent, respectivement, 98 % et 97 % de ceux des Programmes pour mieux consommer, 54 % et 89 % de ceux du marché résidentiel et 19 % et 30 % de ceux de tous les programmes d'efficacité énergétique. Il s'agit donc d'une mesure phare du Distributeur.

---

219 Figure établie à partir de la pièce B-0100, Tableaux R-1.2A, R-1.2B, R-4.1A, R-4.1B, R-10.1A, R-10.1B, Tableaux en préambule aux questions 4 et 5, R5.1 et R10.1, p. 4, 5, 9 à 11, 13, 14, 20 et 21, des Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 de la Loi pour les années 2019, 2020, 2021, 2022 et 2023 et du *Suivi administratifs de la décision D-2019-088* des années 2019, 2020, 2021 et 2022.

[266] La Régie retient que la plus grande part des économies d'énergie de LogisVert, lancé officiellement en 2024, découle de l'ancienne offre de Thermopompes efficaces[220] et qu'une première évaluation est en cours (voir également la section 15.6.4).

[267] Concernant la mesure Chauffe-eau à trois éléments, la Régie est en désaccord avec la justification du Distributeur pour ne pas avoir tenu compte, dans ses prévisions de 2025, du taux d'opportunisme déterminé par un évaluateur, puisque cette justification va à l'encontre de la définition de ce taux[221] .

[268] **La Régie s'attend à ce que le Distributeur tienne compte des impacts énergétiques obtenus par des évaluations externes.**

Solutions efficaces

[269] La Régie constate que les économies d'énergie et les coûts de Solutions efficaces en 2025 représentent, respectivement, 94 % et 93 % de ceux du marché affaires et 61 % et 53 % de ceux de tous les programmes d'efficacité énergétique. Il s'agit donc d'un programme phare du Distributeur ayant le plus grand impact énergétique et budgétaire de son offre en efficacité énergétique.

[270] La Régie comprend que cet impact correspond à l'effet combiné des améliorations prévues en 2025[222] et de celles apportées auparavant[223], dont notamment les montants d'aide financière offerts. La Régie retient que ce programme est évalué régulièrement[224].

[271] Par ailleurs, la Régie souligne que le Distributeur souhaite intégrer à ce programme certaines mesures en 2025, de manière à subventionner l'analyse et l'implantation des mesures en GDP qui ne recourent pas aux carburants fossiles. **La Régie ne juge donc pas nécessaire de retenir la recommandation du GRAME à cet égard[225].**

---

220 Pièce B-0106, R4.4, p. 18.

221 Ministère de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques - *Fiche 11 – Intégration de l'effet d'opportunisme dans le calcul de la cible et dans la reddition de comptes*, février 2022, p. 2.

222 Pièce B-0114, p. 9 et 10.

223 Pièce B-0114, Évaluation *Solutions efficaces*, p. 9 et 10.

224 Voir, notamment, le *Suivi administratif de la décision D-2019-088* pour l'année 2021, Évaluation du programme Solutions efficaces, p. 64 et 65.

225 Pièce C-GRAME-0013, p. 24 et 38.

[272] **En outre, considérant les difficultés évoquées par le Distributeur pour fournir certaines données différenciées par tarif ainsi que ses précisions sur la progression de la participation de la petite clientèle affaires à ses programmes d'efficacité énergétique dont Solutions efficaces, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI visant cette clientèle[226].**

Sensibilisation à mieux consommer

[273] Bien qu'en 2025 le programme Sensibilisation à mieux consommer compte pour 45 % des économies du marché résidentiel et 16 % de tous les programmes d'efficacité énergétique, la Régie observe, à l'instar du Distributeur, que l'influence des conseils en efficacité énergétique s'effrite de plus en plus, entre autres, en raison de leur impact sur la transformation de certains marchés.

[274] **La Régie prend acte qu'aucune économie d'énergie ne sera comptabilisée pour les volets Éclairage et Fenêtres et portes-fenêtres du programme Sensibilisation à mieux consommer après 2025, puisque ces marchés auront été transformés[227].**

[275] La Régie note que l'influence de l'Outil de performance énergétique de 2022, de 126,6 GWh[228], se reflète dans le sommet des économies du marché résidentiel atteint la même année (voir la Figure 2 de la présente décision) alors que celle de 2023 est significativement moindre[229]. Néanmoins, elle note qu'une première évaluation de cet outil est en cours, ce qui permettra au Distributeur d'évaluer si des modifications sont requises. **Ainsi, la Régie ne retient pas la recommandation d'OC relative à la promotion de ce volet[230].**

---

226 Pièce C-FCEI-0032, p. 9.

227 Pièce B-0100, R3.2 et R6.1, p. 8 et 14.

228 Pièce B-0100, tableau 5 et R4.1, p. 10 à 12.

229 La Régie estime cet impact à environ 12 GWh à partir des économies de 2023 pour la Sensibilisation à mieux consommer, de 174 GWh, pour la Sensibilisation intégrée, de 86,6 GWh, et celles projetées pour les autres composantes du programme au *Suivi administratif de la décision D-2019-088* de l'année 2021, Évaluation du volet Éclairage p. 5 et 2022, Évaluations des volets Piscines efficaces, p. 28 et Fenêtres et portes fenêtres, p. 29, et totalisant environ 75 GWh.

230 Pièce C-OC-0035, p. 12.

Réseaux autonomes

[276] La Régie constate que les programmes visant les réseaux autonomes représentent 0,83 % et 0,21 % du budget et des économies de tous les programmes d'efficacité énergétique en 2025.

[277] À l'instar du GRAME, la Régie note que plusieurs démarches du Distributeur se poursuivront et d'autres seront lancées en 2025, afin d'améliorer l'offre en efficacité énergétique pour ces réseaux[231]. **Néanmoins, elle ne juge pas nécessaire de demander un suivi à cet égard au prochain dossier tarifaire, tel que recommandé par l'intervenant**[232]. Tout comme dans le présent dossier, le Distributeur devra, au prochain dossier tarifaire, préciser la portée de son offre en efficacité énergétique, incluant celle pour les réseaux autonomes.

[278] Par ailleurs, la Régie retient que le calendrier des évaluations des programmes d'efficacité énergétique prévu entre 2024-2026 couvre 99 % des économies d'énergie réalisées en 2023[233].

Programmes Ménages à faible revenu

[279] La Régie retient des représentations d'OC que les ménages à faible revenu sont ciblés par des activités frauduleuses en lien avec l'efficacité énergétique. Elle souligne que les ménages à faible revenu peuvent participer à tous les programmes d'efficacité énergétique du Distributeur du marché résidentiel, mais qu'ils sont visés spécifiquement par les mesures Remplacement de frigos et Rénovation énergétique s'inscrivant dans Programmes Ménages à faible revenu.

[280] **La Régie invite le Distributeur à intensifier ses campagnes de sensibilisation pour contrer les activités frauduleuses en lien avec l'efficacité énergétique.**

---

231 Pièce B-0114, p. 11.

232 Pièce C-GRAME-0013, p. 29 et 30.

233 Pièce B-0114, p. 12 et 13.

15.6.2 PROGRAMMES DE GDP

[281] La Régie retient que l'impact énergétique escompté pour les appuis financiers novateurs des programmes de GDP en 2025 est plus large que l'augmentation des MW au bilan de puissance à l'hiver 2025-2026 (voir également les sections 15.6.3 et 15.6.4 de la présente décision).

[282] Pour la clientèle résidentielle, la Régie note que les coûts et la réduction de puissance prévus en 2025, soient respectivement 45,1 M$ et 150 MW, représentent 64 % des totaux du programme de GDP. En matière de réduction de puissance, il s'agit d'une progression de 140 % par rapport à celle obtenue à l'hiver 2022-2023 (62,5 MW)[234], juste avant l'intégration d'Hilo aux activités du Distributeur.

[283] **Considérant l'intégration des activités de la filiale Hilo aux activités du Distributeur, la Régie accepte la demande du Distributeur de mettre fin aux suivis des paragraphes 341 et 346 de la décision D-2022-062 et 176 de la décision D-2023-109[235] relatifs au budget requis par l'agrégateur et à la précision de la contribution du volet affaires.**

[284] La Régie retient 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 respectifs. **Par conséquent, la Régie ne retient pas la recommandation du GRAME relative à la diminution du budget demandé pour les programmes de GDP en 2025[236].**

---

234 *Site internet du Distributeur – Historique de résultats Hilo*.

235 Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, p. 91 et 92 et dossier R-4210-2022 Phase 1, décision D-2023-109, p. 53.

236 Pièce C-GRAME-0013, p. 34.

15.6.3 ANALYSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

[285] Tel que mentionné dans sa décision D-2025-022, la Régie retient que les résultats des tests économiques des programmes d'efficacité énergétique[237] démontrent la rentabilité des programmes individuels et des interventions du Distributeur dans leur ensemble, à l'exception des Programmes Ménages à faible revenu[238]. Ces derniers programmes présentent un résultat monétaire négatif du TCTR et du TNT, ce qui correspond à un ratio inférieur à un. Considérant leur vocation socio-économique plus large que celle des programmes conventionnels, les résultats sont acceptables selon les critères établis par la Régie[239].

[286] La Régie retient également que les résultats des tests économiques pour les programmes de GDP permettent d'anticiper un TNT positif de 28,2 M$ pour le marché Affaires, soit 33,8 $/kW-an pour 85 MW ainsi déployés. Le TNT pour le marché Résidentiel est de 62,8 M$, soit 42,5 $/kW-an pour 150 MW[240].

[287] **Tel que mentionné dans sa décision D-2025-022 Phase 1 à la section 8.2.3[241], la Régie approuve les budgets 2025 des programmes d'efficacité énergétique et de GDP totalisant, respectivement, 418,9 M$ et 70,5 M$.**

[288] Malgré la rentabilité globale anticipée des programmes d'efficacité énergétique et de GDP, la Régie observe, entre autres, que :

- Les coûts totaux des programmes d'efficacité énergétique et le rapport entre ces coûts et les économies d'énergie ($/kWh) ont augmenté drastiquement après 2020, tel que décrit à la section 15.6.1 de la présente décision.
- Le résultat réel annuel pour les tests économiques des programmes d'efficacité énergétique et de GDP n'est pas disponible[242].

---

237 Décision D-2025-022, p. 50.

238 Pièce B-0114, tableaux 7, C-1 et C-2, p. 13 et 32.

239 Dossier R-3610-2006, décision D-2007-012, p. 99.

240 Pièce B-0114, tableau 10, p. 18.

241 Décision D-2025-022, p 50.

242 Contrairement aux distributeurs gaziers. Voir, notamment, les dossiers R-4288-2024, pièce B-0082, p. 12 à 25 (Énergir) et R-4265-2024, pièces B-0028, p. 11 à 56 et B-0064, p. 3 (Gazifère).

- Les informations sur les hypothèses sous-jacentes à l'analyse de sensibilité de tests économiques efficacité énergétique en mode prévisionnel sont limitées. Cette analyse exclut les programmes de GDP, offrant des appuis financiers novateurs.
- La méthodologie d'utilisation des coûts évités dans le cadre des analyses économiques des programmes d'efficacité énergétique et de GDP est modifiée et les durées de vie des équipements promus par ces programmes ont été rehaussées.

[289] **Afin de mieux apprécier la justesse des prévisions des économies qui seront présentées aux prochains dossiers tarifaires et dans un souci d'allègement règlementaire, la Régie juge nécessaire de mettre en place les suivis décrits ci-après.**

Analyses de sensibilité – Prise en compte des bénéfices non énergétiques

[290] La Régie observe que l'analyse de sensibilité de tests économiques d'efficacité énergétique en mode prévisionnel selon les scénarios fort, moyen et faible, ne fournit pas d'explications sur ces scénarios ni de détails sur la plage de variation des paramètres sous-jacents[243].

[291] **La Régie demande au Distributeur d'étendre le suivi du paragraphe 444 de sa décision D-2010-022[244] aux programmes de GDP, de bonifier le suivi résultant avec l'explication de chacun des scénarios évalués et la présentation de la plage des valeurs retenues pour les critères de variation suivants : investissements requis, coûts évités et économies d'énergie/réduction de puissance. La Régie demande au Distributeur de présenter ce suivi dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.**

[292] **Par ailleurs, la Régie ne juge pas nécessaire de demander au Distributeur le dépôt d'une analyse sur l'inclusion des bénéfices non énergétiques dans le calcul du test TCTR au prochain dossier tarifaire, tel que recommandé par le GRAME[245]**. Il appartient au Distributeur de préparer une telle analyse s'il le juge nécessaire. La Régie rappelle à cet égard, le paragraphe 515 de sa décision D-2019-088[246].

---

243 Pièce B-0114, tableau 8, p. 14.
244 Dossier R-3708-2009, décision D-2010-022, p. 106.
245 Pièce C-GRAME-0013, p. 40.
246 Dossier R-4043-2018, décision D-2019-088, p. 140.

15.6.4 SUIVIS ANNUELS

[293] **La Régie prend acte que, conformément à l'annexe II de l'article 75.1 de la Loi, le Distributeur déposera annuellement et de façon administrative les résultats par programme selon le même niveau de détail que les tableaux de l'annexe A de la pièce B-0114[247] ainsi que les rapports d'évaluation finalisés dans l'année[248].**

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

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

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

[296] À l'instar du Distributeur, la Régie constate la difficulté à départager la contribution des nouveaux clients et celle des clients pérennisés grâce aux appuis financiers des programmes de GDP, de celle des moyens de GDP, dans leurs bilans respectifs.

[297] La Régie retient que le Distributeur prévoit mandater un expert indépendant pour effectuer les rapports d'évaluations périodiques des programmes de GDP. La Régie retient également que, bien que le Distributeur considère prématuré de se prononcer sur un délai, il indique qu'une première évaluation pourrait être lancée en 2026[250].

---

247 Le Distributeur réfère à la pièce B-0046, révisée par la pièce B-0114.

248 Pièce B-0100, R3.4, p. 8.

249 Pièces B-0114, tableaux 7 et 10, p. 13 et 18.

250 Pièce A-0102, p. 198 et 199.

[298] **Par conséquent, concernant les programmes de GDP, la Régie :**

- **Prend acte que le Distributeur prévoit mandater la réalisation d'évaluations périodiques des programmes de GDP par un expert indépendant et que la première évaluation pourrait être lancée en 2026.**
- **Demande au Distributeur de lui présenter un état de la situation quant à la réalisation de cette première évaluation 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);**
- **Demande au Distributeur de déposer annuellement et de façon administrative un suivi pour les clientèles Résidentielle et Affaires incluant, minimalement, le nombre de nouveaux clients attirés et le nombre de clients pérennisés grâce aux appuis financiers versés ainsi que la contribution respective de ces clients à la réduction de puissance (MW) de l'hiver le plus récent.**

[299] La Régie observe que pour les années 2022 et 2023, Thermopompes efficaces a généré des économies de 130,6 GWh et 126,3 GWh avec des coûts totaux de 32,8 M$ et 37,9 M$, respectivement.

[300] Cependant, LogisVert génèrerait en 2025 des économies de 176,9 GWh, soit 40 % plus élevées que celles de Thermopompes efficaces en 2023, mais avec des coûts totaux de 126,1 M$, soit 233 % plus élevées.

[301] Par conséquent, la Régie est d'avis qu'un suivi sur l'impact des thermopompes efficaces sur les résultats économiques et énergétiques annuels de LogisVert s'impose. La Régie rappelle que LogisVert constitue un programme phare du Distributeur.

[302] **Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur de déposer annuellement et de façon administrative un suivi du volet LogisVert incluant minimalement le nombre de thermopompes efficaces installées au 31 décembre de chaque année ainsi que les économies d'énergie (GWh) et les aides financières versées (M$) associées à ces appareils.**

[303] Enfin, la Régie souligne que l'approbation des programmes d'efficacité énergétique et de GDP par le ministre implique l'approbation de leurs modalités. **En conséquence, la Régie ne retient pas les recommandations du RTIEÉ visant les modalités des programmes ni celles d'OC sur les aides financières et les modalités des Programmes Ménages à faible revenu et de LogisVert[251].**

[304] La Régie souligne, relativement aux recommandations du RTIEÉ, que l'octroi d'un budget plus élevé que celui jugé nécessaire par le Distributeur, serait arbitraire**. En conséquence, elle ne retient pas les recommandations de cet intervenant visant à bonifier le budget demandé par la modification d'éléments « granulaires »[252].**

16 REVENUS REQUIS

[305] Lors du dépôt de sa Demande, le Distributeur soumet des revenus requis de 15 057,4 M$[253] pour l'année témoin 2025.

[306] Les charges d'exploitation pour les années 2023 et 2024 intègrent celles liées à la maîtrise de la végétation. Ainsi, en gardant le *statu quo* pour ces charges pour l'année témoin 2025, les revenus requis totaliseraient 15 294,4 M$ soit une hausse de 237 M$[254].

[307] Le tableau suivant présente les composantes des revenus requis.

---

251 Pièces C-RTIEÉ-0023, p. 11 et 12 et C-RTIEÉ-0046.

252 Pièce C-RTIEÉ-0023, p. 24. La Régie est d'avis que les modalités de programmes incluent la liste des équipements admissibles et que le nombre de participants est tributaire de ces modalités.

253 Pièce B-0047, p. 7.

254 Pièce B-0098, p. 33.

TABLEAU 18

COMPOSANTES DU REVENU REQUIS[255]

Revenu requis *(en millions de $)*	**2023** *année historique*	**2024** *année de base*	**2025** *année témoin*	**2025** *année témoin*	***Hausse (baisse)*** ***2025 vs 2023 historique***		***Hausse (baisse)*** ***2025 vs 2023 historique statu quo végétation***	
				Statu quo végétation	**En $**	**En %**	**En $**	**En %**
Achats d'électricité	7 251,3	7 830,2	8 372,9		*1 121,6*	*7,5%*		
Service de transport*	2 812,4	3 158,7	3 169,0	69,2	*356,6*	*6,2%*		
Charges d'exploitation*	1 811,1	1 991,0	1 958,9	190,2	*147,8*	*4,0%*	*338,0*	*8,9%*
Autres charges	897,2	922,1	1 003,7	(17,1)	*106,6*	*5,8%*	*89,5*	*4,9%*
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(213,2)	(258,9)	(277,7)		*(64,5)*	*14,1%*		
Frais corporatifs	45,1	55,2	53,8		*8,7*	*9,2%*		
Revenus autres que ventes d'électricité	(150,6)	(154,9)	(161,8)		*(11,2)*	*3,7%*		
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	10,5	20,6	25,6		*15,1*	*56,1%*		
Rendement sur la base de tarification	913,3	470,1	913,0	(5,3)	(0,3)	*0,0%*		
Revenus requis du Distributeur	**13 377,0**	**14 034,2**	**15 057,4**	**15 294,4**	***1 680,4***	***6,1%***	***1 917,4***	***6,9%***

[308] La Régie réfère aux sections 11.2 et 12 respectivement pour les achats d'électricité et le service de transport.

[309] La Régie réfère à la section 13 pour les rubriques des coûts de distribution et des Services à la clientèle.

[310] Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie estime, pour l'année témoin 2025, le montant des revenus requis du Distributeur à 14 988,7 M$, comme présenté au tableau suivant :

255 Tableau établi à partir de la pièce B-0047. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

TABLEAU 19

REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR APPROUVÉS PAR LA RÉGIE

Estimation des revenus requis autorisés en 2025 *(en millions de $)*	**Demandés**	**Ajustements**	**Reconnus**
Achats d'électricité[1]	8 372,9	(5,8)	8 367,1
Service de transport[2]	3 169,0	(25,8)	3 143,2
Charges d'exploitation[3]	1 958,9	(41,5)	1 917,4
Autres charges	1 003,7		1 003,7
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(277,7)		(277,7)
Frais corporatifs	53,8		53,8
Revenus autres que ventes d'électricité	(161,8)		(161,8)
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	25,6		25,6
Rendement sur la base de tarification	913,0		913,0
Revenus requis du Distributeur	**15 057,4**	**(73,1)**	**14 984,3**

[1] *Section 11.2 de la présente décision.*
[2] *Décision D-2025-022, p. 142, par 549.*
[3] *Section 13.1 de la présente décision (réduction de 38 M$ et du retrait de la contribution GES de 3,5 M$).*

[311] **La Régie estime les revenus requis de 14 984,3 M$ pour l'année témoin 2025. Ce qui inclut les revenus requis pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicule électrique, comme présenté au tableau B-6 de la pièce B-0034[256].**

[312] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour et de déposer, pour approbation, **au plus tard le 18 mars 2025 à 12 h**, l'ensemble des données relatives aux revenus requis de l'année de base 2024 et l'année témoin projetée 2025, en tenant compte des conclusions de la présente décision et de tout ajustement de concordance.

256 Pièce B-0034, p. 50.

17 CONDITIONS DE SERVICE

[313] Conformément à la décision D-2023-097[257], les modifications au texte des *Conditions de service du Distributeur*, incluant les frais et les prix liés au service d'électricité seront traitées à la Phase 4 volet c.

18 TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2025-2026

18.1 RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[314] Tel que demandé par la Régie[258], le Distributeur a déposé les tableaux de répartition du coût de service[259]. Il a également déposé une version révisée en réponse à une DDR de la Régie[260]. Cependant, le Distributeur n'a pas déposé une seconde version corrigée à la suite des erreurs soulevées dans une DDR subséquente[261].

[315] Comparativement au format présenté lors du précédent dossier tarifaire[262], le Distributeur indique que la MCC induit deux modifications à la présentation de l'information[263].

[316] L'AQCIE-CIFQ recommande que le Distributeur attribue les coûts de transport à chaque catégorie tarifaire en fonction de leur contribution en puissance à la pointe du réseau. Selon elle, la méthode proposée par le Distributeur, répartissant les coûts de transport en fonction de la puissance et de l'énergie, reflète la causalité des coûts du Transporteur et non celle du Distributeur[264].

---

257 Décisions D-2024-097 et D-2024-104.
258 Dossier R-4100-2019, décision D-2020-055, p. 22, par. 102.
259 Pièce B-0035.
260 Pièce B-0193.
261 Pièce B-0253, p. 22 et 23, R-6.2.
262 Dossier R-4011-2017, pièce B-0045.
263 Pièce B-0193, p. 5.
264 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0086, p. 28.

[317] Le Distributeur indique que sa méthode de répartition du coût de service pour 2025 s'inscrit dans la continuité de ses demandes tarifaires antérieures[265]. Il rappelle que la Régie a demandé le dépôt des tableaux de la répartition du coût de service selon le format du dossier tarifaire 2018-2019[266].

Opinion de la Régie

[318] Malgré les changements induits par la MCC, la Régie considère que le Distributeur a suivi le format qu'elle a demandé et reconnu au sujet de la méthode de répartition du coût de service.

[319] La Régie ne retient pas la recommandation de l'AQCIE-CIFQ puisqu'elle considère que la répartition présentée par le Distributeur reflète la causalité de ses coûts[267].

[320] **La Régie demande au Distributeur de déposer une version révisée de la répartition des coûts de service corrigeant les erreurs soulevées dans sa DDR nº 6[268]. La Régie demande au Distributeur de s'assurer de la cohérence de la version finale avec les données présentées dans l'annexe du décret gouvernemental sur le coût de fourniture de l'électricité[269].**

[321] **Également, la Régie demande au Distributeur de déposer l'ensemble des tableaux de la répartition du coût de service lors du prochain dossier tarifaire selon le même modèle.**

---

265 Pièce B-0104, p. 15 et 16, R-6.1.

266 Décision D-2024-097, p. 38.

267 Dossier R-3644-2007, décision D-2008-024, p. 75.

268 Pièce B-0253, p. 22 et 23, R-6.2.

269 Décrets 75-2025 et 226-2025 - Annexe.

18.2 HAUSSES TARIFAIRES

[322] Le Distributeur propose, pour l'année tarifaire 2025-2026, une hausse tarifaire moyenne de 3,8 % qu'il suggère d'appliquer aux catégories tarifaires de la façon suivante :

- 3,9 % pour les clients aux tarifs domestiques et aux tarifs généraux;
- 3,3 % pour les clients industriels de grande puissance au tarif L.

[323] Le Distributeur propose de plafonner la hausse tarifaire pour les clients aux tarifs domestiques à 3 %. La hausse proposée du tarif L, à 3,3 %, ne reflète que partiellement la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale[270].

18.3 PLAFONNEMENT DE LA HAUSSE AUX TARIFS DOMESTIQUES

18.3.1 DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

[324] Le Distributeur indique que sa proposition de plafonner la hausse tarifaire pour les clients aux tarifs domestiques est cohérente avec son engagement de maintenir des tarifs abordables pour l'ensemble des ménages québécois[271]. Le Distributeur fait ainsi sienne l'intention du gouvernement du Québec de limiter la hausse des tarifs de distribution d'électricité à 3,0 % pour cette clientèle[272].

[325] Le plafonnement de la hausse des tarifs domestiques crée un manque à gagner estimé à 60 M$ en 2025. Le Distributeur indique que ce montant ne sera pas récupéré par le biais des tarifs[273].

[326] Dans le cadre règlementaire défini par la Loi sur la simplification, le Distributeur précise que le manque à gagner se répercutera au cours des 4 prochaines années. Il

---

270 Pièce B-0191, p. 7.

271 Vers un Québec décarboné et prospère, Plan d'action 2025, Priorité 2, Travailler en étroite collaboration avec les acteurs du milieu énergétique du Québec, p. 12.

272 Pièce B-0191, p. 7.

273 Pièce B-0191, p. 8.

précise ne pas encore avoir établi la stratégie de récupération du manque à gagner pour le prochain dossier tarifaire[274]. Cette stratégie sera déterminée au moment approprié[275].

[327] Selon le Distributeur, sa proposition de plafonner le tarif domestique est une stratégie tarifaire qui n'«[…] est pas en lien avec les coûts nécessairement »[276]. Il indique s'être appuyé sur trois principes tarifaires reconnus, soit l'efficience, la simplicité et un concept de stabilité et continuité[277].

18.3.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

AREQ

[328] L'AREQ sensibilise la Régie à l'impact de la hausse tarifaire proposée par le Distributeur sur ses membres qui achètent l'électricité au tarif LG. Ce tarif augmente plus rapidement que les tarifs domestiques auxquels ils sont autorisés à vendre l'électricité à leurs clients. Les réseaux municipaux sont appelés à subir des pertes financières importantes par rapport à un scénario de hausse uniforme[278].

AQCIE-CIFQ

[329] L'AQCIE-CIFQ s'oppose à la proposition du Distributeur de plafonner les tarifs domestiques[279]. L'intervenant indique que cette proposition signifie que le Distributeur renonce à percevoir un montant des revenus requis au bénéfice d'une seule catégorie tarifaire. L'AQCIE-CIFQ soutient que le plafond proposé constitue un traitement inéquitable et discriminatoire envers les autres catégories tarifaires. De plus, l'intervenant souligne que ce traitement discriminatoire ne découle d'aucune manière d'une

274 Pièce A-0104, p. 71.
275 Pièce A-0104, p. 72 à 74.
276 Pièce A-0102, p. 79, lignes 18 à 23.
277 Pièce A-0104, p. 113, lignes 9 à 17.
278 Pièce C-AREQ-0013, p. 2.
279 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0086, p. 11.

prescription de la Loi et ne fait que se référer à une intention du gouvernement du Québec exprimée dans le cadre de diverses tribunes[280].

OC

[330] OC constate que le manque à gagner généré par le plafonnement des tarifs domestiques ne disparaîtra pas durant les années où les tarifs seront indexés à l'inflation. L'intervenante est d'avis qu'il importe d'adopter une vision à long terme pour éviter des chocs tarifaires encore plus imposants à l'avenir. Cette approche implique un financement adéquat du Distributeur et s'aligne sur les principes règlementaires établis par la Régie, dont le principe de récupération des coûts de service à travers l'ajustement des revenus requis.

[331] Selon OC, la Régie n'a pas à tenir compte des souhaits informels exprimés par le gouvernement du Québec qui ne sont pas enchâssés dans un décret. En définitive, le rôle premier de la Régie est d'établir des tarifs et conditions de service qui soient justes et raisonnables, conformément à la Loi[281].

ROEÉ

[332] Le ROEÉ recommande à la Régie de rejeter le plafonnement de la hausse des tarifs domestiques. Selon l'intervenant, la proposition du Distributeur se rattache difficilement aux dispositions de la Loi en matière de fixation de tarifs. Dans le cadre d'un dossier tarifaire, la Régie devrait employer la méthodologie prévue par la Loi afin de corriger les imperfections du processus d'indexation[282].

[333] De plus, le ROEÉ soutient que rien dans la preuve ne suggère que le Distributeur se trouverait dans une situation d'abondance. Il n'est pas justifiable que le Distributeur se prive d'une portion de ses revenus requis afin de consentir une libéralité, très souvent symbolique, à ses clients domestiques[283].

---

280 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0090, p. 18.
281 Pièce C-OC-0035, p. 3 et 4.
282 Pièce C-ROEÉ-0065, p. 19.
283 Pièce C-ROEÉ-0065, p. 6.

RTIEÉ

[334] Selon le RTIEÉ, la Régie peut tenir compte du souhait informel du gouvernement du Québec de plafonner à 3 % les hausses tarifaires résidentielles[284]. Cependant, l'intervenant soutient qu'une telle décision ne serait pas juste et raisonnable tenant compte du régime législatif actuel[285].

18.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[335] Le Distributeur soumet que sa proposition de plafonner la hausse tarifaire pour les clients aux tarifs domestiques est cohérente avec d'une part, son engagement de maintenir les tarifs abordables pour l'ensemble des ménages québécois et d'autre part, l'intention du gouvernement du Québec de limiter la hausse des tarifs domestiques à 3,0 %. Or, à cet égard, la Régie note que le gouvernement du Québec ne lui a indiqué aucune préoccupation économique, sociale ou environnementale par décret[286] [287].

[336] Le Distributeur mentionne également qu'il faut différencier l'établissement des coûts de service du choix de sa stratégie tarifaire[288]. Or, comme la Régie l'a déjà statué dans un dossier précédent, les hausses tarifaires applicables aux différentes catégories de consommateurs doivent permettre au Distributeur de récupérer ses revenus requis[289].

[337] Les hausses tarifaires différenciées par catégories de consommateur deviennent arbitraires lorsqu'elles ne reflètent pas la croissance des revenus requis des différentes classes tarifaires. Par conséquent, de telles hausses ne pourraient être justes et équitables pour toutes les catégories de consommateurs. En l'absence d'informations probantes sur la croissance des revenus requis associés aux différentes catégories tarifaires, une hausse tarifaire uniforme est juste et équitable pour l'ensemble de la clientèle. Le Distributeur a d'ailleurs procédé ainsi lors de ses derniers dossiers tarifaires en privilégiant une hausse

---

284 Pièce C-RTIEÉ-0048, p. 20.
285 Pièce C-RTIEÉ-0048, p. 26.
286 Pièce A-0104, p. 114.
287 RLRQ, c. R-6.01, art. 49 al.1 (10°).
288 Pièce A-0104, p. 99 et 100.
289 Dossier R-3927-2015, décision D-2015-189, p. 47, par. 208.

tarifaire uniforme pour l'ensemble des catégories de consommateurs, à l'exception de l'effet de la non-indexation de la fourniture de l'électricité patrimoniale pour le tarif L[290].

[338] Finalement, la Régie note que la majorité des intervenants s'opposent à la proposition du Distributeur de plafonner la hausse tarifaire pour les clients domestiques à 3,0 %. À l'instar d'OC, la Régie est d'avis qu'elle doit appliquer le principe de récupération des coûts de service lors de l'ajustement des revenus requis considérant que son rôle est de fixer des tarifs et conditions de service qui soient justes et raisonnables, conformément à la Loi.

[339] **Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition de plafonner la hausse tarifaire pour les clients aux tarifs domestiques à 3,0 %. La Régie demande au Distributeur d'appliquer une hausse uniforme à ses clients, qui sera modulée uniquement en fonction de l'impact de la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale pour le tarif L.**

18.4 MODULATION DE LA HAUSSE TARIFAIRE POUR LES CLIENTS DU TARIF L

18.4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[340] La proposition de hausse des tarifs pour les clients industriels de grande puissance au tarif L, de 3,3 %, est supérieure à une hausse tenant compte de la totalité de l'impact de la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale. Dans un tel scénario, le Distributeur estime que le tarif L augmenterait de 2,2 %. Le Distributeur précise que le taux d'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est de 3,96 % et que le montant associé à cette indexation du coût pour l'année témoin 2025 représente 222 M$[291].

[341] En regard des contextes énergétique et tarifaire, le Distributeur est d'avis qu'une hausse du tarif L tenant compte de la totalité de la non-indexation du coût de fourniture

---

[290] Dossiers R-4057-2018, décision D-2019-027, p. 144, par. 620 et R-4011-2017, décision D-2018-025, p. 163, par. 588.

[291] Pièce B-0098, p. 30, R-7.2, R-7.3 et R-7.4.

n'enverrait pas un signal de prix approprié aux clients industriels de grande puissance. Le Distributeur estime que la stratégie tarifaire proposée prend en compte l'arbitrage nécessaire entre l'évolution du contexte énergétique, les orientations gouvernementales, les principes tarifaires reconnus et les actions à entreprendre pour atteindre les cibles fixées par le Plan d'action 2035[292].

[342] Le Distributeur indique vouloir préserver également « l'abordabilité » des prix de l'électricité pour les ménages québécois, tout en assurant le maintien de la compétitivité du tarif L et des tarifs commerciaux[293]. Il indique que dans un scénario tenant compte de la totalité de l'impact de la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale pour le tarif L, les tarifs domestiques et généraux augmenteraient de 4,1 %[294].

18.4.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

AQCIE-CIFQ

[343] Selon l'intervenant, les motifs invoqués par le Distributeur pour justifier la hausse proposée du tarif L sont mal fondés. Ils sont étrangers à la question de la causalité des coûts associés à chaque catégorie tarifaire ainsi qu'à leur traitement équitable[295].

[344] L'AQCIE-CIFQ soumet également que le Distributeur n'a pas démontré que la compétitivité du tarif L serait maintenue par la hausse tarifaire proposée. L'intervenant soutient que cette hausse viendrait contrecarrer l'objectif de maintenir une certaine compétitivité du tarif L en n'indexant pas le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale associé au tarif[296].

---

292 Pièce B-0098, p. 31 et 32, R-7.4.
293 Pièce A-0104, p. 83 et 84.
294 Pièce B-0098, p. 31 et 32, R-7.4.
295 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0090, p. 9.
296 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0090, p. 16 et 17.

18.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[345] Tel que précisé précédemment lors de ses derniers dossiers tarifaires, le Distributeur a procédé à une hausse tarifaire uniforme pour l'ensemble des catégories de consommateurs, à l'exception de l'effet de la non-indexation de la fourniture de l'électricité patrimoniale pour le tarif L[297].

[346] Pour les motifs invoqués par l'AQCIE-CIFQ, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur visant une hausse des tarifs pour les clients industriels de grande puissance au tarif L, de 3,3 %, considérant que cette hausse ne tient pas compte de la totalité de l'impact de la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.

[347] **En conséquence, la Régie demande au Distributeur d'établir la hausse tarifaire pour les clients industriels de grande puissance au tarif L en tenant compte de la totalité de l'impact de la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué au tarif L.**

18.5 STRATÉGIE TARIFAIRE

18.5.1 DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

[348] Le Distributeur propose, pour l'année tarifaire 2025-2026, des hausses uniformes pour l'ensemble des composantes de ses tarifs domestiques, généraux et industriel[298]. Le Distributeur juge considère l'ajustement tarifaire uniforme proposé reflète au mieux la nouvelle réalité énergétique[299]. Dans le contexte de transition énergétique caractérisé par une forte demande et la fin des surplus, il souhaite envoyer le signal que l'électricité s'avère précieuse, peu importe le niveau de consommation.

---

297 Dossiers R-4057-2018, décision D-2019-027, p. 144, par. 620 et R-4011-2017, décision D-2018-025, p. 163, par. 588.

298 Pièce B-0191, p. 12 et 15.

299 Pièce B-0098, p. 36, R-7.8.1.

[349] Le Distributeur indique que l'approche simple qui maintient l'équilibre actuel entre les différentes composantes est celle à privilégier pour la présente demande tarifaire[300]. Il souhaite, par sa proposition tarifaire, amener de façon progressive la notion de « consommer mieux et au bon moment » par des options tarifaires qui encouragent les clientèles à adopter les bons gestes pour réduire leur facture[301].

[350] Le Distributeur ne présente pas de proposition de rééquilibrage pour les tarifs généraux, malgré la demande faite par la Régie lors des deux derniers dossiers tarifaires[302]. Le Distributeur indique que sa proposition de reporter le rééquilibrage s'appuie autant sur le cadre règlementaire, soit le recalibrage des tarifs aux 5 ans, que sur la nécessité d'une application pluriannuelle d'une stratégie de rééquilibrage flexible, afin d'éviter de possibles impacts tarifaires récurrents à des catégories de consommateurs[303].

[351] Le Distributeur est conscient que l'ajustement différencié proposé du tarif L ne constitue pas un rééquilibrage des tarifs généraux. Il considère que « […] la hausse tarifaire résultante applicable aux tarifs généraux permet de limiter l'ajustement tarifaire applicable à cette catégorie de consommateurs et, ainsi, d'améliorer l'équilibre de la structure de récupération des coûts »[304].

18.5.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

AREQ

[352] L'AREQ est préoccupée par l'impact des mesures de rééquilibrage annoncées par le Distributeur sur les marges bénéficiaires des réseaux municipaux. L'AREQ recommande que le Distributeur consulte les parties prenantes sur son éventuelle proposition de

300 Pièce B-0098, p. 35 et 36, R-7.8.
301 Pièce B-0098, p. 36 et 37, R-7.8.3.
302 Dossiers R-4011-2017, décision D-2018-025, p. 195, par. 752 et R-4057-2019, décision D-2019-027, p. 161, par. 700.
303 Pièce B-0190, p. 23, R-9.3.1.
304 Pièce B-0191, p. 15.

rééquilibrage des tarifs généraux, et ce, en amont du dépôt du prochain dossier tarifaire[305].

OC

[353] OC soumet que les frais d'accès au réseau ne devraient pas croître au même rythme que le prix de l'énergie ou la prime de puissance. La redevance étant un montant fixe, l'intervenant considère que son augmentation atténue l'impact du signal de prix. De surcroît, la redevance a un impact proportionnellement plus important sur les ménages à faible revenu[306].

[354] Pour éviter des hausses tarifaires excessives dans le futur, OC recommande à la Régie, pour le tarif D, de limiter la hausse des frais d'accès au réseau à 1 %. Pour la hausse des deux tranches du prix de l'électricité, l'intervenante s'en remet à la Régie. OC analyse deux scénarios : une hausse uniforme des deux tranches de 3,9 %, ou une hausse différenciée des deux tranches d'une moyenne de 3,9 %[307]. OC soutient que sa proposition permet au Distributeur de récupérer une part plus importante des coûts de service que la hausse proposée[308].

[355] OC recommande à la Régie de refuser la demande du Distributeur de mettre fin au suivi relatif à l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture domestique[309].

[356] Conformément aux décisions D-2024-097 et D-2024-104, la Régie traitera du suivi relatif à l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture domestique lors de la Phase 4 volet c du présent dossier[310].

---

305 Pièce C-AREQ-0022, p. 6.
306 Pièce C-OC-0021, p. 7.
307 Pièce C-OC-0035, p. 9.
308 Pièce A-0108, p. 230.
309 Pièce C-OC-0035, p. 9.
310 Décisions D-2024-097, p. 40 et D-2024-104, p. 15, par. 30.

UC

[357] UC considère qu'il demeure pertinent de geler la redevance pour les tarifs domestiques dans le but de mitiger l'impact des hausses tarifaires sur les ménages à faible revenu. UC invite la Régie à demander au Distributeur de mettre en œuvre une hausse tarifaire différée, même si cela complexifie la stratégie tarifaire du Distributeur[311].

18.5.3 OPINION DE LA RÉGIE

Hausses uniformes par composantes

[358] Le Distributeur justifie la hausse uniforme par composante des tarifs par le contexte de transition énergétique caractérisé par une forte demande et la fin des surplus[312]. Cependant, la Régie est d'avis que le Distributeur n'a pas fourni d'élément concret supportant son affirmation que sa stratégie incitera les clients à revoir leur consommation, particulièrement pour l'augmentation de la redevance d'accès au réseau demandée. Comme le souligne OC, les frais d'accès au réseau représente un montant fixe, qui n'est pas affecté par la consommation. Ces frais ne peuvent donc pas constituer un signal de prix.

[359] La Régie note que le coût évité de chauffage est supérieur au coût de la 2e tranche pour les clients résidentiels. Cependant, le ratio entre le coût évité de chauffage et le coût hors pointe[313] est similaire au ratio entre le prix des deux tranches pour le tarif D[314]. Une hausse uniforme permet de conserver ce ratio.

[360] **En conséquence, la Régie accepte la proposition du Distributeur de hausses uniformes pour l'ensemble des composantes de ses tarifs généraux et industriel. Néanmoins, la Régie demande au Distributeur de proposer une stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux et un plan d'action dans le cadre de son prochain**

311 Pièce C-UC-0013, p. 7.
312 Pièce B-0098, p. 35 et 36, R-7.8.
313 Calculer à partir de la pièce B-0190, p. 17, tableau R-7.1A.
314 Calculer à partir de la pièce B-0191, p. 13, tableau 2.

dossier tarifaire. La Régie demande au Distributeur de tenir une séance de travail en préparation de cette stratégie.

[361] **La Régie rejette la demande de hausse uniforme pour l'ensemble des composantes de ses tarifs domestiques et demande au Distributeur de modifier ces derniers de façon à :**

- **Geler les frais d'accès au réseau au niveau du 1er avril 2024;**
- **Maintenir la hausse uniforme des deux tranches d'énergie.**

19 TARIFS D'ÉLECTRICITÉ EN VIGUEUR AU 1ER AVRIL 2025

[362] Conformément à l'article 48.2 de la Loi, le Distributeur demande à la Régie de fixer de nouveaux tarifs ou de modifier ceux prévus à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*, au 1er avril 2025. Pour ce faire, il dépose les modifications à apporter aux Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité pour approbation[315].

19.1 AJOUT D'UNE PRIME DE PUISSANCE POUR LA PUISSANCE DISPONIBLE INUTILISÉE AU TARIF LG

19.1.1 DEMANDE DU DISTRIBUTEUR[316]

Mise en contexte

[363] Le Distributeur observe une augmentation de la demande de nouveaux branchements relatifs à des projets de décarbonation et à des investissements porteurs pour l'économie québécoise. Or, dans le contexte de transition énergétique, il souhaite

315 Pièce B-0372.

316 Pièce B-0191, p. 47 à 50.

encourager sa clientèle à considérer l'électricité comme une ressource précieuse. Il propose ainsi un nouvel encadrement de la PDA afin d'envoyer le signal à la clientèle au tarif LG de faire preuve de rigueur dans ses demandes d'alimentation.

[364] La PDA d'un client est déterminée par le Distributeur en fonction des informations inscrites dans sa demande d'alimentation. La puissance lui est ensuite réservée et ne peut être redistribuée pour d'autres usages, même si le client ne l'utilise pas.

[365] Ainsi, la PDA non utilisée d'un client ne peut être réallouée à un autre client, notamment dans le cas d'une nouvelle demande d'alimentation. Ainsi, cette capacité « perdue » sur le réseau, devra faire l'objet d'investissements de rehaussements additionnels, avec les coûts que cela implique pour l'ensemble de la clientèle.

Objectifs visés et nature de la prime

[366] En encadrant la PDA, le Distributeur considère que non seulement les nouvelles demandes d'alimentation reflèteront mieux les besoins des nouveaux clients, mais que les clients existants seront incités à réviser leur PDA, afin qu'elle reflète davantage leurs besoins réels.

[367] Pour ce faire, le Distributeur propose d'ajouter une prime pour la PDA inutilisée au tarif LG. Cette prime serait facturée mensuellement aux clients dont le plus grand appel de puissance réelle établi au cours des 12 dernières périodes de consommation consécutives est inférieur à 60 % de la PDA. La prime serait appliquée sur la différence entre le seuil de 60 % et l'appel de puissance réelle maximale au cours des 12 dernières périodes.

[368] Ainsi, le Distributeur vise à transmettre un signal fort aux clients dont la consommation réelle maximale diffère de façon significative de la PDA[317]. Au-delà du seuil de 60 % de la PDA, le Distributeur craint d'être trop restrictif et de nuire à des clients ayant des contraintes opérationnelles parfois hors de leur contrôle, et qui peuvent expliquer de tels écarts. Aussi, de prendre en compte la puissance maximale appelée au cours des

[317] Pièce B-0098, p. 38, R-8.1.

12 derniers mois permet au Distributeur de considérer les profils saisonniers des clients au tarif LG[318].

[369] Pour établir ce seuil, le Distributeur s'est également basé sur un balisage[319] effectué auprès de sept distributeurs dans huit autres juridictions d'Amérique du Nord. En réponse à la FCEI, qui considère que le concept de *Contract demand* se compare davantage à celui de puissance souscrite que de la PDA, le Distributeur précise s'être assuré que, non seulement sa proposition s'inscrit dans les bonnes pratiques observées, mais aussi que les concepts de *Contract demand* et de PDA sont bien similaires[320].

[370] De plus, le Distributeur calcule qu'environ 10 % des clients au tarif LG seraient ciblés par cette mesure[321]. Un total de 140 MW pourrait ainsi être récupéré et réalloué au titre de la somme des écarts entre 60 % de la PDA et la puissance maximale réelle appelée de ces clients[322].

[371] Par l'instauration de la prime sur la PDA, le Distributeur vise deux pratiques de consommation observées au sein de la clientèle au tarif LG :

- Une surestimation des besoins en puissance dans la demande d'alimentation par rapport aux besoins réels d'une part et;
- La réservation de puissance d'autre part, soit une estimation basée sur des besoins anticipés, afin d'éviter d'avoir à refaire une demande d'alimentation lorsque le besoin deviendra réel[323].

---

318 Pièce A-0106, p. 21 et 22.
319 Pièce B-0098, annexe A en réponse à la DDR n^{o} 1 de la Régie, p. 42.
320 Pièce A-0106, p. 39 et 40.
321 Pièce B-0098, p. 38, R-8.1.
322 Pièce B-0106, p. 10, R-2.4.
323 Pièce B-0191, p. 47 et 48.

Montant de la prime

[372] Le Distributeur fixe le montant de la prime pour la PDA à 37,089 $/kW, soit le prix de la puissance au tarif LG additionné du prix de l'énergie selon le facteur d'utilisation moyen des clients au tarif LG, établit à 70 %.

[373] Le Distributeur ne dispose pas d'analyse de sensibilité ayant permis d'établir ce montant, mais indique que si requis, le montant de la prime pourra être revu dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire, s'il considère que le niveau de la prime s'avère insuffisant pour atteindre les objectifs visés[324].

Tarifs d'électricité, conditions de service et clientèle visée

[374] Le Distributeur ajoute l'article 5.20 Prime pour puissance disponible inutilisée aux modifications des Tarifs d'électricité[325], afin de refléter l'ajout de la prime à la grille de tarification.

[375] Le Distributeur indique que, si le client ne souhaite pas payer le montant de la prime pour la PDA, il a toujours la possibilité de le contacter, afin de la réduire. À ce jour, l'article 15.2.2 des *Conditions de service* ne fait pas mention de cette option, même si le Distributeur précise que dans la pratique, il permet déjà qu'un client, avec son accord, révise à la baisse sa PDA en cours d'abonnement[326]. Aussi, le Distributeur s'est engagé à refléter ces modifications dans la version des *Conditions de service* devant être déposée et approuvée en Phase 4 volet C[327] :

[376] En audience, le Distributeur réitère ses arguments militant en faveur de limiter l'application de la prime au tarif LG, plutôt que de l'étendre au tarif L, à savoir que :

---

[324] Pièce B-0098, p. 38, R-8.1.1.
[325] Pièce B-0372, p. 141.
[326] Pièce B-0190, p. 3, R-1.1.
[327] Pièce A-0106, p. 146 et 147.

- Les comportements des deux clientèles diffèrent et seulement ceux caractérisés par la clientèle LG sont problématiques (réservation de puissance et très lente montée en charge);
- La section 1 du chapitre 5 des Tarifs d'électricité incite les clients au tarif L à ne pas surestimer le niveau de leur puissance souscrite, puisque cette dernière sera facturée si la puissance maximum réelle mensuelle est inférieure à la puissance souscrite. La grille de tarification actuelle ne permet cependant pas d'envoyer un tel signal à la clientèle au tarif LG;
- L'article 15.2.2 des Conditions de service permet de corriger adéquatement l'écart entre la PDA et la puissance maximale appelée au tarif L, ce qui n'est pas le cas au tarif LG.

***Modalités d'application de la prime aux réseaux municipaux*[328]**

[377] Par souci d'équité entre l'ensemble des clients, Le Distributeur entend appliquer la prime à l'ensemble des clients au tarif LG[329], et ce, peu importe les caractéristiques uniques propres à chacun des clients. Cela inclut les réseaux municipaux. Le Distributeur rappelle qu'un client qui demande une PDA conformément au dimensionnement de ses opérations ne sera pas pénalisé. L'incitatif à faire une bonne gestion du réseau vise l'ensemble des clients LG de façon égale[330].

[378] Le Distributeur soumet également que ses simulations lui permettent de conclure que les réseaux municipaux, qui ne consomment pas l'électricité, mais la redistribuent, ne seront pas impactés par cette mesure, selon le constat de leur PDA inutilisée aujourd'hui. Ainsi[331] :

- L'incitation à mieux consommer ne vise pas les réseaux municipaux;
- La surestimation de l'évaluation de la puissance n'est pas un comportement observé chez cette clientèle;
- Les réseaux municipaux ne sont pas visés dans le parc de 300 MW de PDA inutilisée.

---

328 Pièce B-0295, p. 31 à 33.
329 Pièce A-0112, p. 59 et 60.
330 Pièce A-0112, p. 60.
331 Pièce A-0104, p. 121 à 123.

[379] En réponse à une question de l'AREQ sur la possibilité qu'une PDA revue à la baisse soit récupérée par la suite, le Distributeur indique que les demandes seraient analysées au cas par cas.

19.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

AREQ

[380] L'AREQ souligne que « ses membres font face à des montées en charge variables selon les aléas climatiques, le développement économique, la croissance organique ou les projets en lien avec la transition énergétique »[332]. Elle est d'avis que l'ajout d'une mesure contraignante ne devrait pas interférer avec leur obligation de desservir de ses membres[333]. En cela, l'AREQ considère inéquitable l'intention du Distributeur de soumettre ses membres à l'application de la prime pour la PDA[334].

[381] L'AREQ recommande à la Régie d'autoriser l'ajout d'une prime pour la PDA inutilisée de la clientèle au tarif LG, à l'exception des réseaux municipaux.

[382] L'AREQ demande qu'une exception soit prévue à l'application de la prime pour ses membres. Elle soumet que si, comme le confirme le Distributeur[335], la surestimation de la PDA n'est pas un comportement observé chez ses membres, lesquels ne sont donc pas visés dans le parc de 300 MW de PDA inutilisée, ceux-ci ne devraient pas être soumis à la prime. L'AREQ soumet que, si la prime n'est pas appliquée au tarif L parce que la réservation de puissance n'est pas un comportement observé au sein de la clientèle industrielle, elle ne devrait pas l'être aux réseaux municipaux dont le comportement s'apparente à celui de ces clients[336].

---

332 Pièce C-AREQ-0013, p. 8.
333 Pièce C-AREQ-0013, p. 8.
334 Pièce C-AREQ-0013, p. 6.
335 Pièce A-0104, p. 121.
336 Pièce C-AREQ-0022, p. 13.

[383] De plus, puisqu'il s'agit d'une prime sur la consommation d'électricité, alors que les réseaux municipaux ne sont pas des consommateurs, mais des redistributeurs qui la revendent, l'AREQ est d'avis que la prime ne devrait pas être applicable à ses membres.

[384] À ce titre, l'AREQ rappelle également que, comme le Distributeur, les réseaux municipaux sont soumis à une obligation de desservir. Or, en l'absence de certitude quant à la possibilité de récupérer de la puissance à la suite d'une baisse de PDA, l'AREQ craint de perdre irrémédiablement de la capacité, étant donné les délais et difficultés relatifs à l'attribution de la puissance. L'AREQ considère que, même si les simulations du Distributeur permettent de conclure que les réseaux municipaux ne seront pas impactés par cette mesure, il s'agit malgré tout d'une épée de Damoclès sur la tête de ses membres mettant en péril leur obligation de desservir[337].

[385] Dans son mémoire, l'AREQ rappelle que le coefficient de détermination pour la prévision des ventes des réseaux municipaux se situe aux alentours de 99 % depuis 2015, donc bien au-delà du seuil de 60 % proposé par le Distributeur[338]. Aussi, elle soumet qu'un tel taux démontre l'efficacité des mesures de prévisions de charges mises en place entre ses membres et le Distributeur, et contredit l'argument de ce dernier voulant que l'application de la prime permettrait une meilleure gestion de la montée en charge des réseaux municipaux.

[386] De plus, en réponse à l'argument du Distributeur relatif à la difficulté d'exclure une clientèle spécifique d'une composante d'un tarif, l'AREQ fait valoir que, dans sa décision D-2021-007[339], la Régie a autorisé qu'une disposition soit prévue au tarif CB, afin que les réseaux municipaux ne soient pas facturés au tarif dissuasif, mais bien les clients de ces derniers[340]. L'AREQ soumet donc qu'une telle disposition devrait être adoptée pour la prime, d'autant plus que ses membres s'engagent à l'appliquer à leurs clients.

[387] L'AREQ conclut que les arguments qui précèdent militent en faveur d'exclure les réseaux municipaux de la mesure proposée visant l'ajout d'une prime pour la PDA inutilisée au tarif LG.

---

337 Pièce A-0112, p. 137.

338 Pièce C-AREQ-0013, p. 8.

339 Dossier R-4045-2018, décision D-2021-007, p. 82 et 93.

340 Pièce C-AREQ-0022, p. 12.

FCEI

[388] La FCEI partage la préoccupation du Distributeur quant à la PDA inutilisée qu'elle considère d'autant plus problématique que les besoins d'investissements anticipés sont très importants de même que l'incertitude sur la demande.[341] À cet égard, la FCEI est d'avis que la proposition du Distributeur est trop conservatrice et recommande son élargissement au tarif L pour les raisons suivantes :

- Le Distributeur confirme l'existence d'une PDA « puissance disponible autorisée » au tarif L[342]. Dès lors, la FCEI soumet qu'il serait inéquitable que les clients facturés à ce tarif ne soient pas soumis à la prime.
- De plus, le Distributeur confirme qu'une PDA autour de 1100 MW est inutilisée aux tarifs LG et L[343]. La FCEI considère que la proposition du Distributeur, ne visant que 140 MW au tarif LG, n'est pas suffisante et n'envoie pas de signal de prix pour la « puissance disponible autorisée » inutilisée au tarif L.

[389] La FCEI remet en question plusieurs points du mécanisme d'application de la prime, dont en partant le seuil de 60 % de la PDA inutilisée à partir duquel la prime s'appliquerait. Considérant que la facturation de la prime est basée sur la puissance maximale appelée des 12 derniers mois, soit une année complète, la FCEI s'étonne que le Distributeur justifie le seuil de 60 % par le fait de ne pas vouloir pénaliser des clients dont les besoins sont contraints par une forte saisonnalité.

[390] La FCEI propose également de rehausser le seuil à 90 %, tout en laissant la possibilité au client « de faire la démonstration que sa faible consommation est due à des facteurs circonstanciels hors de son contrôle ». Le Distributeur soumet alors qu'un tel seuil viendrait capter des circonstances qu'il n'est pas nécessaire de considérer d'où son confort avec un seuil de 60 %. En outre, le Distributeur estime que de prendre en considération la consommation sur 12 mois, de même que la possibilité pour lui de corriger le profil du client, évite justement ce genre de considérations circonstancielles[344].

---

341 Pièce C-FCEI-0033, p. 5.
342 Pièce A-0106, p. 34.
343 Pièce C-FCEI-0033, p. 6.
344 Pièce A-0106, p. 26 et 27.

[391] De plus, si le montant de la prime est supérieur au prix de la puissance, la FCEI craint l'effet pervers résultant en une consommation plus élevée que les besoins réels, afin d'éviter de devoir payer la prime. Dès lors, la FCEI considère qu'il serait préférable que la PDA soit calibrée de manière à occasionner un coût moindre pour le client comparativement à un appel de puissance plus élevé.

AHQ-ARQ, AQCIE-CIFQ, ROEÉ et RTIEÉ

[392] L'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, le ROEÉ et le RTIEÉ recommandent d'accueillir la demande du Distributeur.

19.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

Seuil de 60 %

[393] Relativement à l'établissement du seuil au-delà duquel la prime s'applique, la Régie retient que l'objectif du Distributeur est d'envoyer un signal fort pour que le client baisse sa PDA lorsqu'elle est inutilisée. Ce dernier cible les clients présentant l'écart le plus significatif entre leur PDA et leur puissance maximale appelée. La Régie est d'avis que le signal proposé est suffisamment fort pour que les clients s'ajustent et qu'il n'est pas nécessaire d'augmenter le seuil au-delà de 60 %.

[394] **À l'instar du Distributeur, la Régie ne retient pas la proposition de la FCEI de prendre en compte la puissance maximale appelée au cours des 36 derniers mois, plutôt que 12, dans le calcul de la prime[345], pour les motifs suivants :**

- **Le risque invoqué lié à des circonstances exceptionnelles hors de son contrôle concerne davantage les clients au tarif L que ceux au tarif LG;**
- **Le caractère contemporain du profil du client se perd sur la base d'un calcul sur 36 mois.**

[345] Pièce A-0106, p. 23 à 26.

[395] La Régie considère également que le seuil de 60 % est suffisamment bas pour garantir que le risque de double pénalité craint par la FCEI[346] ne se matérialise pas.

[396] **En conséquence, la Régie retient le seuil de 60 % proposé par le Distributeur.**

Montant de la prime

[397] **La Régie est satisfaite des explications du Distributeur justifiant le montant proposé de la prime de 37,089 $/kW et de son caractère dissuasif.**

Article 15.2.2 des Conditions de service

[398] À l'instar du Distributeur, la Régie considère que les changements structurels contribuant à l'écart entre la PDA et la puissance maximale consommée au tarif L, peuvent être traités par les Conditions de service actuelles. Or, ces dernières ne permettent cependant pas de corriger adéquatement le même écart au tarif LG car l'article 15.2.2 des Conditions de service ne prévoit pas de mécanisme pour que la PDA puisse être revue à la baisse à l'initiative du client[347].

[399] **La Régie prend acte du dépôt par le Distributeur du texte révisé de l'article 15.2.2 des Conditions de service qui sera examiné dans le cadre de la Phase 4 volet c[348].**

Application de la prime à la clientèle au tarif L

[400] La Régie rappelle que le mécanisme de facturation de la puissance souscrite au tarif L diffère de celui de l'appel de puissance maximal au tarif LG. Elle partage l'avis du Distributeur à l'effet qu'il existe déjà des mécanismes incitant les clients au tarif L à respecter leur puissance souscrite. **La Régie ne retient pas les arguments de la FCEI relatifs à l'extension de l'application de la prime à la clientèle au tarif L.**

---

346 Pièce A-0106, p. 29 à 32.

347 Pièce A-0106, p. 161 à 163.

348 Pièces B-0382 et B-0384.

Application de la prime aux réseaux municipaux

[401] La Régie retient que le premier objectif du Distributeur, par le biais de la prime, vise à optimiser la planification de son réseau en se prémunissant contre les comportements de certains consommateurs à l'égard de leur réservation de puissance. La position de l'AREQ se résume au fait que la proposition du Distributeur n'est pas adaptée à la nature des redistributeurs puisqu'elle vise un enjeu de consommation. Or la Régie constate que la preuve au dossier, aussi bien de l'AREQ que du Distributeur, vient confirmer que les réseaux municipaux ne seront pas impactés par la prime. Aux inquiétudes de l'AREQ, le Distributeur répond que :

> […] les membres de l'AREQ, selon les calculs, là, auxquels on a procédé, ne seront pas impactés par la mesure à partir des puissances disponibles autorisées inutilisées que nous constatons aujourd'hui[349].

[402] L'AREQ soumet que, par prudence, elle souhaite malgré tout qu'une exception soit accordée aux réseaux municipaux sur le paiement de la prime[350] et rappelle que la Régie les a autorisés à être exemptés du tarif dissuasif CB, considérant leur statut de redistributeurs d'électricité et non de consommateurs[351]. La Régie note le faible risque que les réseaux municipaux se voient facturer la prime et ne retient donc pas la proposition de l'AREQ de créer une exemption pour ses membres.

[403] **En conclusion, la Régie juge qu'il n'est pas justifié d'exempter les réseaux municipaux de l'application de la prime.**

Demande de suivi

[404] La Régie prend acte de la possibilité que le Distributeur révise le montant de la prime dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire, s'il est considéré qu'il est insuffisant pour l'atteinte des objectifs visés[352].

---

349 Pièce A-0104, p. 121.

350 Pièce A-0108, p. 176 et 177.

351 Dossier R-4045-2018, décision D-2021-007, p. 82 et 92.

352 Pièce B-0098, réponse 8.1.1 à la DDR n° 1 de la Régie, p. 38.

[405] **Pour l'ensemble des motifs énoncés précédemment, la Régie approuve l'ajout d'une prime pour la PDA inutilisée au tarif LG applicable aux clients dont le plus grand appel de puissance réelle est inférieur à 60 % de la PDA, telle que présentée dans la demande du Distributeur.**

[406] **La Régie demande qu'un suivi soit déposé lors du prochain dossier tarifaire, indiquant :**

- **l'écart total entre 60 % de la PDA et la puissance maximale appelée au tarif LG (en MW);**
- **le nombre de clients visés réellement par la Prime (en valeur absolue et en % de la clientèle LG);**
- **le montant total des revenus de la prime;**
- **le nombre de clients ayant choisi de baisser leur PDA plutôt que de payer la prime;**
- **la PDA récupérée au tarif LG;**
- **la PDA totale encore inutilisée au tarif LG;**
- **la liste des clients impactés, déposée sous pli confidentiel, et si le client a finalement choisi de payer la prime ou de baisser sa PDA.**

19.2 FERMETURE DU TARIF DE RELANCE INDUSTRIELLE

19.2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR[353]

Fermeture du TRI

[407] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la fermeture du TRI et de cesser d'accepter toutes nouvelles adhésions à ce tarif[354]. Le Distributeur souligne que les contrats déjà signés seront honorés jusqu'à leur échéance. Il précise que la majorité des

[353] Pièce B-0191, p. 47 à 50.
[354] Pièce B-0191, p. 50.

ententes, en vigueur ou qui entreront en vigueur d'ici le 31 mars 2025, viendront à échéance en 2025[355].

[408] L'objectif pour le Distributeur était d'utiliser les surplus d'électricité patrimoniale disponibles en encourageant les clients industriels à remettre en activité des équipements ou à électrifier des processus industriels. Le tarif a été proposé alors que le Distributeur prévoyait des surplus d'énergie importants pour les 10 prochaines années.

[409] Ainsi, le Distributeur a profité d'une période de surplus d'électricité patrimoniale pour créer le TRI. Ce tarif permettait d'offrir de l'énergie à tarif avantageux à la clientèle industrielle de grande puissance (depuis le 1er avril 2018)[356] et moyenne puissance (depuis 1er avril 2019[357]).

[410] Étant donné que ses surplus d'énergie se résorbent au cours des prochaines années, le Distributeur souligne que l'équilibre énergétique diffère de celui qui prévalait lors de la mise en place du TRI[358].

[411] Le Distributeur explique que l'absence de rentabilité du tarif est patente et son maintien se ferait au détriment de l'ensemble de la clientèle. Le coût évité en énergie de long terme est établi à 11,8 ¢/kWh en 2025. Or, le prix moyen payé par les clients sera bien inférieur à ce montant. En période estivale, il atteindra 4,508 ¢/kWh et 3,738 ¢/kWh respectivement pour les clients de moyenne et de grande puissance[359].

[412] Le Distributeur propose donc la fermeture du TRI pour les clients de moyenne et de grande puissance, autant pour les nouvelles demandes que pour des demandes de renouvellement.

---

355 Pièce B-0294.

356 Dossier R-4011-2017, décision D-2018-025, p. 207.

357 Dossier R-4057-2018, décision D-2019-027, p. 163.

358 Dossiers R-4011-2017, décision D-2015-025, p. 203 à 208 et R-4057-2018, décision D-2019-027, p. 162 et 163.

359 Pièce B-0125, p. 49.

Fin du suivi relatif au TRI

[413] La Régie avait demandé au paragraphe 812 de sa décision D-2018-025, qu'un suivi soit déposé dans le cadre du dossier tarifaire.

[414] À cet égard, le Distributeur présente le suivi relatif au TRI[360].

[415] Le Distributeur demande à la Régie de se déclarer satisfaite du suivi sur le TRI et d'y mettre fin.

19.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[416] Compte tenu de la fin prochaine des surplus énergétiques, la Régie est d'avis que le TRI n'a plus sa raison d'être. À l'instar du Distributeur, la Régie constate l'absence de rentabilité du TRI dont le maintien se ferait au détriment de l'ensemble de la clientèle.

[417] **En conséquence, la Régie approuve la demande de fermeture du TRI et permet au Distributeur de cesser d'accepter de nouvelles adhésions et les demandes de renouvellement à ce tarif.**

[418] **La Régie demande toutefois au Distributeur de refléter la fermeture du TRI aux nouvelles adhésions et demandes de renouvellement au texte des Tarifs et de lui soumettre les modifications apportées pour approbation au plus tard le 18 mars 2025 à 12h.**

[419] **La Régie se déclare satisfaite du suivi demandé au paragraphe 812 de la décision D-2018-025. Compte tenu de la fermeture du tarif, et de la fin anticipée de la majorité des ententes avec les clients d'ici 2025, la Régie met fin à ce suivi.**

---

360 Pièce B-0125, p. 99.

19.3 CONSOMMATION NON-AUTORISÉE PENDANT LES PÉRIODES DE RESTRICTION

19.3.1 HISTORIQUE RÈGLEMENTAIRE

TRI et OÉA

[420] La Régie a autorisé la création du TRI[361] dans le cadre du dossier R-4011-2017 pour répondre à un contexte ponctuel de surplus et qui prévoyait, dès sa création, un terme lié aux changements contextuels. Pour sa part l'OÉA[362] a été ajoutée aux tarifs en 2006 dans le cadre du dossier R-3579-2005 pour les clients grande puissance qui pouvaient, par un contrôle de leurs procédés commerciaux ou industriels, faire face à une demande d'effacement.

[421] Tant le TRI que l'OÉA sont des options tarifaires non fermes créées dans un contexte de surplus énergétiques. Le Distributeur peut interdire la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle en fonction des besoins de gestion de la puissance et de la disponibilité de son réseau. La clientèle souscrivant à ces options bénéficie d'un tarif avantageux pendant la majorité de l'année, à la condition de s'effacer lors des périodes de restriction. Si le client consomme de l'électricité pendant une période de restriction, celle-ci est facturée au prix de 58,168 ¢/kWh, soit le prix indexé de 50 ¢/kWh approuvé en 2020.

OÉA pour la culture des végétaux

[422] L'élargissement de l'OÉA pour la culture des végétaux est issu d'une préoccupation du gouvernement du Québec de favoriser la production en serres et l'autonomie alimentaire tel qu'exprimé aux décrets 1002-2013 et 759-2020[363], tous deux toujours valides à ce jour. Les producteurs ont été invités à se tourner vers l'option de l'OÉA pour la culture des végétaux, bien qu'il s'agisse d'une option tarifaire non ferme et que le choix d'y recourir devait tout de même permettre de prendre en compte la nature particulière

---

361 Dossier R-4011-2017, décision D-2018-025, p. 203 à 208.

362 Dossier R-3579-2005, décision D-2006-34, p. 78 et 79.

363 Le décret désigné 2020-1570 dans le dossier a finalement été publié à la Gazette officielle le 29 juillet 2020, vol. 31, p. 3191, sous le numéro D.759-2020.

de l'usage proposé, notamment en ce qui concerne les enjeux de nombreuses périodes d'effacement sur la qualité des récoltes.

Tarif CB

[423] La Régie, dans sa décision D-2021-007[364], a approuvé la demande du Distributeur afin que les abonnements pour usage cryptographique soient assujettis au service non ferme, prévoyant un effacement non rémunéré pour un maximum de 300 heures.

[424] Ainsi, le Distributeur peut restreindre l'appel de puissance réel au titre de l'abonnement de 95 % pour un maximum de 300 heures par année. Si le client consomme de l'électricité au-delà du seuil de 5 % autorisé pendant une période de restriction, l'électricité consommée est facturée à un prix de 58,168 ¢/kWh, soit le prix indexé de 50 ¢/kWh approuvé en 2020.

19.3.2 DEMANDE DU DISTRIBUTEUR

Mise en contexte et objectifs visés

[425] Les stratégies d'approvisionnement du Distributeur sont établies en tenant compte de l'effacement prévu des clients qui sont inscrits aux options tarifaires et tarifs non fermes. Or, si ces clients consomment lors des périodes d'effacement, une des conséquences possibles pour le Distributeur pourrait être l'acquisition d'approvisionnements additionnels, au détriment de l'ensemble des clientèles[365].

[426] Le Distributeur est donc d'avis qu'il est nécessaire d'envoyer un signal de prix fort aux clients récalcitrants qui consomment durant les périodes de grands besoins. Dans cette perspective, la prime a pour objectif d'inciter les clients aux options tarifaires et tarifs non fermes à restreindre leur consommation pendant les périodes où le Distributeur

---

364 Dossier R-4045-2018 Phase 1, décision D-2021-007, p. 79.

365 Pièce B-0098, réponse 9.1 à la DDR n° 1 de la Régie, p. 40.

doit, notamment procéder à l'achat de quantités d'électricité à prix fort sur les marchés limitrophes pour répondre aux besoins québécois[366].

Clientèle visée et montant de la prime

[427] Le Distributeur spécifie que la majorité de la consommation non-autorisée en période de restriction résulte d'un nombre restreint de clients. Ainsi, deux clients au TRI (8 % de la totalité des clients) étaient responsables de 95 % de l'ensemble des dépassements. À l'OÉA, trois clients (10 % du total) étaient responsables de près de 87 % de la consommation totale en période de restriction, tandis qu'à l'OÉA pour la culture des végétaux, sept clients (6 % de la totalité des clients) étaient responsables de plus de 74 % de la consommation totale en période de restriction en 2023. Au tarif CB[367], sur les 24 clients récalcitrants, neuf clients moyenne puissance et deux clients grande puissance étaient respectivement responsables de 63 % et 97 % des dépassements en période de restriction.

TABLEAU 20

CONSOMMATION NON AUTORISÉE EN PÉRIODE DE RESTRICTION EN 2023

POUR LES CLIENTÈLES AU TRI, À L'OÉA, À L'OÉA POUR LA CULTURE DES VÉGÉTAUX ET AU TARIF CB[368]

Année 2023	TRI	OÉA	OÉA Culture des végétaux	CB moyenne puissance	CB grande puissance	**TOTAL**
Consommation non autorisée en période de restriction (kWh)	9 669	70 516	131 863	75 358	713 727	**1 001 133**
Montant de la consommation non autorisée en période de restriction ($)	5 025 $	36 645 $	68 525 $	39 161 $	370 902 $	**520 258 $**
Nombre de clients avec consommation non autorisée en période de restriction	5	10	85	20	6	**126**

Tableau consolidé par la Régie à partir des données fournies par le Distributeur aux pièces mentionnées en référence.

[428] La proposition du Distributeur vise à inciter les clients récalcitrants à respecter leur obligation de ne pas consommer pendant les périodes de restriction, et pour lesquels une prime de 58,168 ¢/kWh est insuffisante, d'où le rehaussement de la prime à 1 $/kWh pour les clients bénéficiant du TRI ou de l'OÉA, ou dont l'abonnement est assujetti au tarif CB.

366 Pièces B-0191, p. 51 et 52, B-0098, p. 39 à 41, et B-0190, p. 4 à 6.

367 Pièce B-0191, p. 93 à 100.

368 Pièces B-0191, p. 51, B-0156, p. 14, R-3.1 et B-0191, p. 108.

Modifications aux articles 6.56, 6.84 et 7.9 des Tarifs d'électricité

[429] En réponse à une question de la Régie[369], le Distributeur propose, en plus de la hausse du montant de la prime, d'ajouter les clauses de désabonnement suivantes aux articles 6.56[370], 6.84[371] et 7.9[372] des Tarifs d'électricité, comme moyen additionnel de dissuasion de consommation non-autorisée pendant les périodes de restriction :

> Article 6.56 :
> Si Hydro-Québec constate que cette situation s'est produite à trois reprises ou plus au cours des 12 dernières périodes mensuelles consécutives, elle se réserve le droit de mettre fin à l'inscription du client à la présente option
>
> Article 6.84 :
> Si Hydro-Québec constate que cette situation s'est produite à trois reprises ou plus au cours des 12 dernières périodes mensuelles consécutives, elle se réserve le droit de mettre fin à l'inscription du client au présent tarif.
>
> Article 7.9 :
> Si Hydro-Québec constate que le client a dépassé ce seuil à trois reprises ou plus pendant les périodes de restriction survenues au cours des 12 dernières périodes mensuelles consécutives, elle se réserve le droit de facturer l'intégralité de la consommation du client au présent tarif au prix de 18,131 ¢/kWh.

[430] Interrogé par l'UPA, le Distributeur précise que le terme « situation » utilisé dans les modifications proposées vise les clients qui ne s'effacent pas du tout ou de manière peu significative[373]. Plus spécifiquement à l'OÉA pour la culture de végétaux, il s'agirait de 10 à 12 clients qui ne s'effacent pas du tout et de 30 à 35 qui s'effacent partiellement[374].

---

369 Pièce A-0055, p. 3.
370 Pièce B-0195, p. 221.
371 Pièce B-0195, p. 241.
372 Pièce B-0285.
373 Pièce A-0106, p. 52 à 54.
374 Pièce A-0110, p. 14.

[431] Le Distributeur soumet qu'il n'est pas favorable à la proposition de l'UPA, à l'effet d'indiquer dans les Tarifs d'électricité un seuil précis en deçà duquel il considère l'effacement peu significatif. Le Distributeur ajoute que le désabonnement à l'OÉA sera appliqué au cas par cas de manière raisonnable et nuancée, après s'être assuré auprès du client d'avoir une compréhension fine de ses enjeux[375].

[432] En réponse à l'UPA, soucieuse de la transparence du processus avant d'en arriver à désabonner un client de l'OÉA pour la culture des végétaux, le Distributeur ajoute que le client est informé en tout temps de ses périodes de consommation en période non autorisée, celles-ci étant clairement indiquées sur sa facture mensuelle. Aussi, la mention « se réserve le droit » proposée dans sa formulation, reflète justement la possibilité pour le client de justifier les raisons de son dépassement à son délégué commercial. À ce dernier revient alors la charge d'évaluer les raisons ou l'effort invoqués par le client en regard du préjudice causé à l'ensemble de la clientèle[376]. Une fois que le Distributeur a mis fin à l'inscription du client à l'OÉA, ce dernier pourrait se réabonner en remplissant une nouvelle demande spécifiant les mesures mises en place afin de respecter son engagement d'effacement[377].

[433] Le Distributeur précise que sa proposition de désabonnement d'un client après trois épisodes de non-effacement lui paraît raisonnable et s'inscrit dans une série de mesures du texte des Tarifs d'électricité recourant à 3 périodes, ou 3 mois. Il fait notamment référence à l'article 6.59 des modalités du TRI où il est mentionné que « le client s'engage à adhérer à un tarif de relance industrielle pour un minimum de trois périodes de consommation »[378].

[434] Enfin, le Distributeur rappelle les caractères interruptible et compétitif de l'OÉA pour la culture des végétaux, sous condition de s'effacer en période de restrictions. Il ajoute que sa proposition s'applique sur un très faible nombre de clients ayant une consommation significative en période de restriction[379]. Il mentionne les échanges réguliers entre lui et les Producteurs de serre du Québec (PSQ), et soumet qu'ils sont bien au fait des conditions d'effacement entourant le tarif et y adhèrent en connaissance de

375 Pièce A-0106, p. 55 à 57.
376 Pièce A-0106, p. 57 et 58.
377 Pièce A-0106, p. 59 et 60.
378 Pièce A-0106, p. 59.
379 Pièce A-0106, p. 149 à 151.

cause[380]. Il juge sa proposition en phase avec le décret 759-2020 du gouvernement du Québec, tant en ce qui concerne le montant de la prime que la clause de désabonnement, et que les PSQ ne devraient pas en être exclus.

19.3.3 POSITION DES INTERVENANTS

UPA

[435] L'UPA insiste sur le caractère essentiel de l'OÉA pour la culture des végétaux pour les PSQ. L'intervenante rappelle que cette option a permis d'accroître la productivité de nombreux producteurs en serres, assurant l'accès à des fruits et légumes frais québécois à l'année, et ceci en réponse aux préoccupations du gouvernement du Québec, exprimées dans son décret 2020-1570[381].

[436] L'UPA revient sur l'adéquation des conditions de l'accès à l'OÉA à la réalité des producteurs en serres. Il confirme que ces derniers apprécient grandement l'option et demandent qu'elle soit maintenue. L'UPA rappelle que seuls 10 à 12 clients ne s'effacent pas du tout, et que la très grande majorité des 130 abonnés à l'OÉA pour la culture des végétaux apprécient grandement l'option et réussissent à s'effacer, ce qui milite en faveur du maintien de l'option. L'enjeu touche quelques producteurs qui ne peuvent pas s'effacer, craignant pour la qualité ou la quantité de leurs récoltes et les retards de livraison dus à une maturation tardive des récoltes[382].

[437] De plus, l'UPA soulève l'importance de maintenir le canal de communication entre ses membres et le Distributeur, notamment par le biais de recherches en cours à l'Université Laval, visant à trouver des solutions alternatives pour les périodes de restriction et limiter les impacts sur les cultures[383].

---

380 Pièce A-0106, p. 156 et 157.
381 Pièce C-UPA-0021, p. 3 à 5.
382 Pièce A-0110, p. 19 à 29.
383 Pièce A-0110, p. 16 à 18 et 19 à 22.

[438] En conclusion, l'UPA insiste sur la prévisibilité nécessaire d'une telle option, afin que les producteurs puissent s'ajuster, le cas échéant. Or, elle n'a pas été capable, dans le temps imparti, d'analyser les répercussions de la clause du désabonnement sur ses membres. Aussi, elle recommande d'approuver la hausse de la prime à 1 $/kWh, d'effectuer un suivi des premiers résultats d'effacement à la suite de l'augmentation de la prime, et d'approuver la mesure du désabonnement à l'OÉA pour la culture des végétaux lors du prochain dossier tarifaire, le cas échéant.

AHQ-ARQ et RTIEÉ

[439] L'AHQ-ARQ[384] et le RTIEÉ[385] recommandent à la Régie d'approuver les propositions du Distributeur visant à hausser la prime à 1 $/kWh. L'AHQ-ARQ recommande de déposer un suivi lors du prochain dossier tarifaire pour vérifier si cette hausse a donné les résultats attendus.

[440] De plus, l'AHQ-ARQ soumet que, même si elle est sensible aux impacts sur la culture des végétaux que pourraient entraîner des restrictions, il est d'avis que les clients bénéficiant de conditions particulières auxquelles ils ont adhéré en toute connaissance de cause doivent prendre les mesures nécessaires afin de respecter leurs engagements contractuels en période de pointe, en toute équité pour l'ensemble de la clientèle. Aussi, il recommande de ne pas reconnaître les coûts d'approvisionnements inclus dans les revenus requis du Distributeur pour 2025, le cas échéant, découlant de l'effort de ce dernier de ne pas restreindre la consommation des clients à l'OÉA pour la culture des végétaux le matin.

384 Pièce C-AHQ-ARQ-0040, p. 42 à 46.

385 Pièce C-RTIEÉ-0048, p. 26.

19.3.4 OPINION DE LA RÉGIE

Montant de la prime

[441] La Régie rappelle qu'en période de restriction, les besoins en puissance sont accrus et que la calibration des options tarifaires non fermes dépend du respect de la demande d'effacement pendant ces périodes.

[442] La hausse de la prime à 1 $/kWh en période de restriction vise à faire respecter la calibration de ces options tarifaires par les clients admissibles. Afin de s'assurer que la proposition du Distributeur permet d'atteindre cet objectif, la Régie a questionné le Distributeur sur le caractère dissuasif de ce montant[386]. En réponse, le Distributeur précise que pour les trois clients à l'OÉA responsables de 87 % de la consommation en période de restriction en 2023, l'augmentation de la prime représenterait une facture additionnelle moyenne de 20 450 $/année. À l'OÉA pour la culture des végétaux, l'augmentation de la prime représenterait une facture additionnelle moyenne de 13 940 $/année pour les sept clients responsables de 74 % de la consommation non-autorisée en 2023.

[443] De ces exemples, la Régie retient que pour chaque option tarifaire et tarif non ferme visés, une minorité de clients représente une très grande part de la consommation non autorisée en période de restriction. En conséquence, la Régie juge que la hausse du montant de la prime à 1 $/kWh envoie un signal de prix suffisamment fort aux clients concernés.

[444] **La Régie souhaite cependant s'assurer que la proposition du Distributeur a l'effet désiré sur l'effacement lors des périodes de restriction et demande qu'un suivi soit déposé lors du prochain dossier tarifaire.**

[445] Par ailleurs, le montant de 58,168 ¢/kWh est intégré à plusieurs endroits dans la grille tarifaire du Distributeur afin de dissuader la consommation pendant les périodes de restriction ou les périodes non-autorisées. Or, la proposition du Distributeur d'augmenter ce montant à 1 $/kWh ne concerne que certaines options tarifaires et un tarif optionnel.

---

386 Pièces B-0098, réponses 9.1 et 9.2 à la DDR nº 1 de la Régie, p. 40 et B-0190, réponse 2.1.1 à la DDR nº 4 de la Régie, p. 5.

La Régie a donc questionné le Distributeur sur l'impact d'introduire deux signaux de prix distincts dans la grille tarifaire sur l'équité entre les clients auxquels les tarifs dissuasifs s'appliquent[387].

[446] En réponse, le Distributeur ne constate pas d'enjeu à la présence des signaux de prix distincts dans la grille tarifaire pour dissuader la consommation pendant les périodes de restriction ou les périodes non-autorisées, étant donné que la hausse de la prime vise à corriger une problématique observée pour certaines options tarifaires seulement.

[447] De plus, en considérant le contexte énergétique et la nécessité de recourir aux marchés de court terme pour répondre aux besoins québécois en période de fortes demandes, le Distributeur est d'avis qu'une iniquité serait plutôt induite par l'inaction à revoir le signal de prix envoyé aux clients des options ciblées par la proposition. Cette inaction reviendrait à faire supporter à l'ensemble des autres clients des coûts additionnels causés par les clients qui consomment pendant les périodes de restriction.

[448] La Régie retient que les options tarifaires non-fermes ne doivent pas être utilisées au détriment des autres clients, et elle juge que la proposition du Distributeur ne comporte aucun enjeu relatif à l'équité tarifaire.

[449] À l'égard des clients à l'OÉA pour la culture des végétaux, la Régie rappelle que l'UPA recommande d'approuver la hausse du montant de la prime à 1 $/kWh malgré l'impact que les périodes de restriction peuvent avoir sur la croissance des végétaux, étant donné que la majorité des serristes réussissent à s'effacer pendant les périodes de pointe[388].

[450] De plus, en réponse à une préoccupation de la Régie[389], l'UPA confirme que le canal de communication est bien existant entre le Distributeur, les PSQ et le gouvernement du Québec, attestant que les échanges se poursuivent, afin d'élaborer les meilleures solutions possibles répondant aux préoccupations de toutes les parties, dans le respect de la clientèle.

---

387 Pièce B-0098, réponses aux questions 9.3 et 9.3.1 à la DDR nº 1 de la Régie, p. 41.

388 Pièce C-UPA-0021, p. 5.

389 Pièce A-0110, p. 20 à 22.

[451] **En conclusion, et par équité pour l'ensemble des clients inscrits à l'OÉA, la Régie approuve la hausse du montant de la prime pour la consommation d'électricité non-autorisée pendant une période de restriction à 1 $/kWh pour tous les clients à l'OÉA, ainsi que pour les tarifs TRI et CB.**

[452] Par ailleurs, à la lumière des réponses du Distributeur à l'AHQ-ARQ relatives à sa stratégie d'appels à s'effacer en périodes de pointe[390], la Régie retient que, lors de la pointe du matin, les clients à l'OÉA pour la culture des végétaux sont appelés à s'effacer, mais dans un ordonnancement qui les positionne plus tard dans l'appel des moyens de gestion. Aussi, la Régie est d'avis que cette position dans l'ordre d'appel des moyens de gestion du Distributeur n'a pas d'impact sur les coûts d'approvisionnements inclus dans les revenus requis du Distributeur pour 2025. **La Régie rejette donc la recommandation de l'AHQ-ARQ de ne pas reconnaître les coûts d'approvisionnements inclus dans les revenus requis du Distributeur pour 2025 découlant de l'effort de ce dernier de ne pas restreindre la consommation des clients à l'OÉA pour la culture des végétaux le matin.**

Modifications aux articles 6.56, 6.84 et 7.9 des Tarifs d'électricité

[453] À l'instar de l'UPA, la Régie considère que si les PSQ perdaient leur accès à l'OÉA, cela risquerait de compromettre leur compétitivité, ce qui irait à l'encontre des préoccupations formulées par le gouvernement du Québec dans ses décrets D-1002-2013 et D-759-2020.

[454] Afin d'appuyer le signal de prix émanant de la hausse de la prime, et dans le but de protéger les intérêts de l'ensemble de la clientèle, la Régie a questionné le Distributeur sur la possibilité d'interdire les options tarifaires avantageuses que sont le TRI et l'OÉA aux clients choisissant malgré tout de consommer pendant les périodes de restriction[391].

[455] Le Distributeur s'est montré favorable à un tel encadrement, pour les options tarifaires TRI et OÉA. Il a élargi la proposition de la Régie en l'appliquant au tarif CB. Or, la Régie est d'avis que la situation des clients au tarif CB diffère de celle des clients ayant adhéré au TRI, à l'OÉA ou à l'OÉA pour la culture de végétaux. La Régie rappelle qu'un

---

390 Pièce A-0104, p. 176 à 179.

391 Pièce B-0190, réponse 2.2 de la DDR n° 4 de la Régie, p. 5 et 6.

client faisant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs est obligatoirement assujetti au tarif CB et bénéficie d'un service non ferme, prévoyant un effacement non rémunéré pour un maximum de 300 heures. La Régie est d'avis que la proposition à l'égard de cette clientèle est prématurée, compte tenu que les clients au tarif CB bénéficient d'une consommation autorisée de sorte que l'entièreté de leur consommation pourrait être facturée au tarif dissuasif.

[456] **La Régie accepte l'ajout d'une modalité de dissuasion additionnelle pour limiter la consommation non-autorisée en périodes de restriction applicable au TRI et à l'OÉA, à l'exception de l'OÉA pour la culture de végétaux. Elle refuse le recours à cette modalité dans le cas du tarif CB.**

[457] **À cet effet, la Régie approuve les modifications apportées à l'article 6.84 des Tarifs d'électricité, elle demande au Distributeur de modifier l'article 6.56 des Tarifs d'électricité pour prévoir l'exemption des clients de l'OÉA pour la culture des végétaux et rejette les modifications proposées à l'article 7.9 des Tarifs d'électricité.**

Demande de suivi

[458] **Dans le but de s'assurer que les propositions du Distributeur ont l'effet désiré sur l'effacement lors des périodes de restriction, la Régie demande que les informations fournies par le Distributeur au tableau 20 soient incluses aux prochains suivis de l'OÉA et du tarif CB, soit :**

- **La consommation non autorisée en période de restriction (kWh);**
- **Le nombre de clients avec consommation non autorisée en période de restriction;**
- **Le montant de la consommation non autorisée en période de restriction ($).**

19.4 AUTRES MODIFICATIONS DE TARIFS

19.4.1 TARIF BR

[459] Le Distributeur propose :

- D'intégrer de manière définitive le tarif BR à son offre tarifaire;
- De maintenir la neutralité du calibrage du tarif BR avec le tarif G9 pour un facteur d'utilisation de 10 %;
- D'ajuster le calibrage des prix des tranches d'énergie de façon à refléter le facteur d'utilisation moyen actuel des abonnements au tarif BR, soit 6 %, afin de refléter adéquatement le profil de consommation actuel.

[460] Le tableau suivant compare les trois tranches d'énergie du tarif BR expérimental et du tarif BR proposé.

TABLEAU 21

COMPARAISON DES TARIFS BR

	Prix de l'énergie	
Tranches	**Tarif BR expérimental**	**Tarif BR proposé**
1re tranche : Consommation associée aux 50 premiers kW de puissance appelée, calculée en multipliant la puissance maximale appelée jusqu'à concurrence de 50 kW par le facteur d'utilisation et le nombre d'heures de la période de consommation	12,844 ¢/kWh	12,700 ¢/kWh
2ième tranche : Consommation associée à la puissance maximale appelée excédant 50 kW, calculée en multipliant cette puissance excédentaire par le facteur d'utilisation et le nombre d'heures de la période de consommation	24,070 ¢/kWh facteur d'utilisation, de 0 à 3 %	24,574 ¢/kWh facteur d'utilisation, de 0 à 6 %
3ième tranche : Reste de l'énergie consommée	18,929 ¢/kWh facteur d'utilisation, supérieur à 3 %	16,837 ¢/kWh facteur d'utilisation, de 6 à 10 %

[461] Le prix de la 1re tranche est calibré sur la base du tarif G. Le prix applicable est le prix unitaire du tarif G pour un appel de puissance de 50 kW et un facteur d'utilisation de

6 %. Le Distributeur soutient que « ce prix assure la neutralité tarifaire entre le tarif G et le tarif BR pour une BRCC ayant un appel de puissance maximale de 50 kW »[392].

[462] Pour la consommation au-delà des 50 premiers kW, les prix de l'énergie des 2e et 3e tranche sont basés respectivement sur des facteurs d'utilisation variant entre 0 et 6 % et entre 6 et 10 %[393].

[463] Les prix proposés par le Distributeur pour ces deux tranches sont dérivés d'une prime de puissance correspondant à 10 % de celle du tarif M et d'un prix de l'énergie permettant la neutralité tarifaire avec le tarif G9 à un facteur d'utilisation de 10 %[394].Le Distributeur vise à maintenir « un signal de prix adéquat visant l'amélioration du facteur d'utilisation des bornes de recharge publique et la migration vers le tarif G9, en proposant de maintenir une dégressivité explicite des prix de l'énergie pour ces deux dernières tranches »[395].

[464] Le Distributeur soutient que le tarif BR proposé et l'intégration définitive à son offre tarifaire sont nécessaires pour soutenir le déploiement des infrastructures de recharge publique, dans le but de répondre à la croissance du nombre de véhicules électriques au Québec.

[465] Tel que précisé par le Distributeur, le « coût de service de la catégorie de consommateurs au tarif BR sera présenté à la pièce Répartition du coût de service, en cas d'approbation de la proposition du Distributeur par la Régie »[396].

[466] Le RTIEÉ est favorable à la proposition tarifaire du Distributeur pour le tarif BR[397].

[467] Selon la Régie, le suivi du tarif BR, à des fins règlementaires, doit se rapporter uniquement aux abonnés à ce tarif et doit être distingué du suivi général de l'électrification des transports à des fins de planification de la demande au niveau des

---

392 Pièce B-0125, p. 57.
393 Pièce B-0125, p. 57.
394 Prime de puissance de 1,762 $/kW et prix de l'énergie de 16,837 ¢/kWh.
395 Pièce B-0125, p. 57.
396 Pièce B-0101, p. 9, R-2.1.2.
397 Pièce C-RTIEÉ-0048, p. 25.

approvisionnements. Il est évident que le profil de charge des bornes publiques ne peut pas être suivi dans le cadre d'une enquête qui inclut les recharges à domicile[398]. Il importe également d'exposer clairement comment les conditions de service sont appliquées à ce nouveau type de clientèle qui semblerait aussi bien comporter des bornes publiques que des installations privées, et quelle partie de la clientèle au tarif BR s'est développé, le cas échéant, dans le cadre du développement de l'infrastructure de bornes publiques de recharge qui sera examinée en Phase 4 c.

[468] La Régie note que le RTIEÉ l'invite à accepter la proposition tarifaire du Distributeur pour le tarif BR.

[469] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie fixe de manière définitive le tarif BR et sa nouvelle structure tarifaire à compter du 1er avril 2025 selon les prix proposés à la pièce B-0036.**

[470] **La Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de sa prochaine demande tarifaire, un suivi du tarif BR pour les 5 dernières années disponibles, les informations permettant d'évaluer si le tarif est toujours adapté à la clientèle visée. Ce suivi comprendra au minimum les informations suivantes :**

- **Nombre d'abonnés et revenus des ventes à ce tarif;**
- **Évolution des conditions d'admission et du type d'abonnés;**
- **Total des ventes en énergie et en puissance, évolution du facteur d'utilisation;**
- **Profil de charge, coïncidence à la pointe et coût de service de cette clientèle;**
- **Segmentation de cette clientèle par tranches de puissance.**

19.4.2 MODIFICATIONS POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES

[471] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver trois modifications :

398 Pièce B-0101, p. 11.

- Une modification à l'article 8.11 des Tarifs d'électricité (nouvel article 9.11 proposé)[399] au motif que Bloomberg ne publie plus le prix moyen du diesel nº 6 (2 % s) ou tout autre prix relatif à ce produit. Pour cette raison, le Distributeur entend dorénavant utiliser comme référence le prix moyen du diesel nº 6 (1 % s) pour établir les valeurs de ces deux variables auprès d'un nouveau fournisseur. Ce prix moyen du diesel n° 6 (1 % s), exprimé en dollar canadien par baril, pour les mois de juin, de juillet et d'août de l'année en cours, est établi à partir des données et informations que le Distributeur juge pertinentes.

- Une modification à l'article 8.29 des Tarifs d'électricité (nouvel article 9.29 proposé)[400] relatif au calcul du crédit variable de l'option d'électricité interruptible avec préavis, afin de retirer la référence à Bloomberg dans l'établissement des variables C et D[401] ;

- Une modification à l'article 8.46 des Tarifs d'électricité (nouvel article 9.46 proposé)[402] relatif à la détermination des prix du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak. Dans sa décision D-2019-173, la Régie a approuvé le processus de majoration du prix de la deuxième tranche d'énergie en fonction de l'indice des prix à la consommation au Canada (IPC Canada). Comme l'évolution moyenne des 25 dernières années est comparable entre l'IPC Québec et l'IPC Canada[403], et dans un souci d'harmonisation, le Distributeur demande que la référence à l'IPC Québec dans l'article 8.46 des Tarifs d'électricité soit remplacée par celle de l'IPC Canada dans l'article 9.46 des Tarifs d'électricité proposé.

[472] Le Distributeur juge que la modification du combustible de référence à l'article 8.11 des Tarifs d'électricité est accessoire. Il justifie ce qualificatif par la conservation de la même formule de calcul que pour le prix du tarif MA[404]. Le Distributeur rappelle que le seul changement proposé porte sur la donnée utilisée pour la variable « C »

399 Pièce B-0195, p. 284.
400 Pièce B-0195, p. 295.
401 Pièce B-0195, p. 296.
402 Pièce B-0195, p. 302.
403 Pièce B-0026, p. 63 et 64.
404 Tarif MA : Si la livraison d'électricité est faite à partir d'un réseau autonome, le tarif MA s'applique à un abonnement au titre duquel la puissance maximale appelée a déjà excédé 900 kilowatts.

(diesel 1 % s)[405], puisque la référence au diesel 2 % s n'est plus rendue disponible par Bloomberg depuis juillet 2023. À titre d'exemple, le changement de référence aurait fait varier pour cette même année, le prix de l'électricité de 23,283 à 23,629 ¢/kWh[406] .

[473] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve le changement de combustible de référence proposé par le Distributeur.**

[474] La Régie a également questionné le Distributeur sur la raison de la suppression de toute source de référence de prix de marché dans les articles 9.11 et 9.29 des Tarifs d'électricité pour la remplacer par la mention « Ce prix est établi à partir des données et informations qu'Hydro-Québec juge pertinentes ». Le Distributeur répond vouloir ajouter de la flexibilité, dans le cas où la nouvelle donnée utilisée deviendrait elle aussi indisponible ultérieurement. C'est la raison pour laquelle aucune référence particulière n'est mentionnée[407].

[475] La Régie est d'avis que l'ajout de flexibilité soulevé par le Distributeur n'est pas suffisant pour justifier aucune référence de prix permettant d'établir le tarif. La flexibilité recherchée par le Distributeur ne peut se faire au détriment de la transparence des paramètres utilisés dans la formule de prix.

[476] Ainsi, le texte des Tarifs d'électricité doit identifier clairement la référence utilisée pour l'année tarifaire 2025-2026.

[477] La discrétion donnée au Distributeur en cas de non-disponibilité de l'information doit cependant demeurer afin de lui permettre de demander une modification à la référence utilisée aux fins de facturation. Dans l'éventualité où la référence utilisée devient non disponible, la Régie demande d'en être informée par voie administrative.

---

405 C = le prix moyen du diesel n° 6 (1 % s), exprimé en dollars canadiens par baril, pour les mois de juin, de juillet et d'août de l'année en cours. Ce prix est établi à partir des données et informations qu'Hydro-Québec juge pertinentes.

406 Pièce B-0101, p. 18.

407 Pièce B-0101, p. 17, R-3.1.

[478] **La Régie demande au Distributeur la nouvelle référence utilisée pour les tarifs au 1er avril 2025, aux articles 9.11 et 9.29 des Tarifs d'électricité, puis d'être informée, par voie administrative, de tout changement à cette référence.**

[479] Le Distributeur propose de modifier l'article 8.46 relatif à la détermination des prix du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak, afin d'harmoniser la majoration du prix de la deuxième tranche d'énergie avec la Loi sur la simplification. Le Distributeur rappelle que dans sa décision D-2019-173, la Régie a approuvé le processus de fixation du prix de la deuxième tranche d'énergie, qui inclut une majoration de ce prix à l'IPC Canada. Toutefois, considérant l'entrée en vigueur de la Loi sur la simplification en décembre 2019**,** le Distributeur propose de modifier l'IPC Canada par l'IPC Québec à des fins d'harmonisation. À cet effet, l'évolution moyenne des dernières années est comparable entre l'IPC Québec et l'IPC Canada.

[480] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la modification de l'IPC Canada par l'IPC Québec.**

19.4.3 MODIFICATIONS DES SERVICES VISILEC, VIGIELIGNE ET SIGNATURE

[481] Compte tenu que les profils de charge sont dorénavant disponibles sans frais aux clients d'affaires et industriels dans leur Espace client, le Distributeur demande à la Régie d'abroger les sections des Tarifs relatives aux services Visilec et VigieLigne.

[482] Dans sa forme actuelle, le service Signature offre d'avoir recours aux experts du Distributeur lors d'événements électriques qui entraînant une perte de charge et à suivre les harmoniques en continu. Puisque le recours à des experts en lien avec les enjeux de la qualité de l'alimentation électrique est un service disponible pour tous les grands clients, le Distributeur propose de retirer cette mention du service de base du service Signature.

[483] Le Distributeur propose également de retirer l'option complémentaire de tableau de bord local puisqu'elle ne suscite aucun intérêt de la part des clients.

[484] La Régie constate qu'aucun intervenant n'a soulevé d'enjeu à ce sujet. Par ailleurs, elle note qu'avec les changements apportés, le chapitre visera uniquement le Service Signature.

[485] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie met fin aux services Visilec et VigieLigne, abroge les sections des Tarifs d'électricité qui y réfèrent et approuve les modifications proposées relatives au service Signature[408]. Elle lui demande également d'ajuster le titre du chapitre en conséquence.**

19.4.4 MODIFICATIONS DIVERSES

[486] Le Distributeur soumet certaines modifications visant à harmoniser la formulation des modalités actuelles et autres corrections terminologiques et syntaxiques à l'ensemble du document des Tarifs d'électricité.

[487] La Régie identifie certaines des modifications proposées :

- Article 1.1 : Actualisation de la définition de la Loi sur les établissements d'hébergement touristiques pour refléter le remplacement de cette loi;
- Articles 2.6, 3.8 : Disposition visant la transmission de l'analyse d'optimisation, conformément à la décision D-2022-033[409];
- Articles 2.17, 2.25 et 2.37 *in fine :* Nouvelle modalités visant l'établissement de la puissance à facturer minimale lors de la fin de l'abonnement, pour des clients aux tarifs DM, DP et DT;
- Article 3.7 : Abrogation de l'option tarifaire Activités d'hiver;
- Création d'un chapitre 6 regroupant les Options tarifaires et tarifs optionnels principalement destinés à la clientèle d'affaires par le déplacement des :
  - Section 5 du chapitre 3;
  - Sections 4, 5, 7 et 8 du chapitre 4;
  - Sections 6 et 7 du chapitre 5.

---

408 Sections 1, 2 et 3 du chapitre 12 des Tarifs d'électricité, en vigueur au 1er avril 2024.

409 Dossier P-110-3509, décision D-2022-033.

[488] La Régie demande au Distributeur de s'assurer que l'article 1.1 prévoit le remplacement de la *Loi sur les établissements d'hébergement touristiques* par la *Loi sur l'hébergement touristique* (RLRQ, chapitre H-1.01) parmi les termes définis.

[489] La Régie note que les modifications apportées aux articles 2.17, 2.25 et 2.37 n'ont pas fait l'objet d'une présentation détaillée dans la preuve du Distributeur mais que les commentaires marginaux précisent que ces modifications visent à harmoniser les modalités des tarifs domestiques visés avec les conditions en vigueur pour les tarifs généraux.

[490] Par ailleurs, elle constate que ces modalités pourraient être applicables au moment de la migration de certains de ces clients vers la nouvelle offre de tarification différenciée dans le temps proposée à la clientèle domestique.

[491] **Pour ce motif, la Régie réserve sa décision à l'égard des modifications demandées aux articles 2.17, 2.25 et 2.33 des Tarifs d'électricité dans le cadre de l'examen de la Phase 4 volet c. Dans l'intervalle, elle fixe provisoirement ces articles dans leur version actuelle.**

[492] **La Régie constate qu'il n'y a plus d'abonnés depuis 2019 à l'option tarifaire Activités d'hiver dont le Distributeur demande l'abrogation et approuve son retrait des Tarifs d'électricité.**

[493] Enfin, elle note que la restructuration effectuée par le Distributeur des options tarifaires et tarifs optionnels destinés à la clientèle d'affaires dans le nouveau chapitre 6 apporte une simplification notable des Tarifs d'électricité. **Elle approuve les modifications visées par cette restructuration, à l'exception des dispositions visées par l'examen de certaines modifications à la Phase 4 volet a.**

[494] Puisque ces dernières feront l'objet d'une décision distincte à être rendue, la Régie réserve sa décision à l'égard de ces modifications, visées par les dispositions des :

- Chapitre 3, à la section 6;
- Chapitre 4, aux sections 6 et 13, et à l'article 4.20;

- Chapitre 6, aux sections 2, 3, 4, 5, 8, et 9 ainsi qu'à l'article 6.60, alinéa 3.

[495] Par ailleurs, les tarifs et options tarifaires qui seront examinés dans le cadre de la Phase 4 volet c font l'objet d'une demande interlocutoire visant à les faire déclarer provisoires à compter du 1er avril 2025. Les dispositions qui y réfèrent se retrouvent aux :

- Chapitre 1, pour l'article 1.1, quant à la définition du *Système de gestion de l'énergie électrique*;
- Chapitre 2, pour les sections 6, 8, 9, la nouvelle section 11, ainsi que les articles 2.17, 2.25, 2.37 et 2.53 *in fine*;
- Chapitre 3, pour les sections 2, 3 et 4;
- Chapitre 4, pour les nouveaux articles 4.28, 4.29 et 4.41;
- Chapitre 5, pour le nouvel article 5.13.

[496] **Sous réserve des exceptions précisées aux deux paragraphes précédents, la Régie approuve l'ensemble des autres modifications diverses apportées aux Tarifs d'électricité pour les motifs invoqués par le Distributeur, tel que prévu à la pièce B-0372.**

[497] **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 18 mars 2025, à 12 h.**

20 SUIVIS DE DÉCISIONS

[498] Conformément aux décisions D-2024-097 et D-2024-104, les suivis de décisions, à l'exception de ceux mentionnés dans la présente décision, seront examinés dans le cadre du volet c de la Phase 4.

21 HAUSSES TARIFAIRES ESTIMÉES

[499] Compte tenu de la présente décision, la Régie estime les revenus requis de 14 984,3 M$ et les revenus additionnels requis de 441,3 M$ pour l'année témoin 2025. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 3,6 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance (tarif L), qui devrait connaître une hausse de 1,7 %.

[500] La figure suivante présente la hausse mensuelle de la facture 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 3

HAUSSE 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	2,42 $/mois	4,52 $/mois	5,99 $/mois	7,39 $/mois
Hausse estimée par la Régie	2,90 $/mois	5,42 $/mois	7,19 $/mois	8,87 $/mois
Écart	0,48 $/mois,	0,90 $/mois	1,20 $/mois	1,48 $/mois

[501] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 18 mars 2025, à 12 h, les documents suivants :**

- **les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire au 1er avril 2025, selon le format du tableau A-1 de la pièce B-0024;**

- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-0194;**
- **la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée au tableau 6 de la pièce B-0193;**
- **les indices d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 8 de la pièce B-0193;**
- **les modifications apportées au texte des Tarifs d'électricité pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0232, B-0236 et B-0237 du dossier R-4011-2017.**

[502] Pour l'ensemble de ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE une pratique comptable autorisant la comptabilisation d'un actif règlementaire correspondant aux montants d'aide financière pour le REM accordés en vertu de l'article 39.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec, **APPROUVE** son intégration à la base de tarification au moment du versement et sa rémunération au coût moyen pondéré du capital et **PERMET** son amortissement selon une méthode linéaire sur une période de 25 ans;

RECONNAÎT comme étant prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité les immobilisations mises en service présentées par le Distributeur dans le présent dossier;

APPROUVE la base de tarification de l'année témoin 2025, selon la moyenne des 13 soldes présentée par le Distributeur au tableau A 9 de la pièce B-0047, estimée au montant de 15 003,3 M$;

REJETTE la proposition du Distributeur de plafonner la hausse tarifaire pour les clients aux tarifs domestiques à 3 %;

DEMANDE au Distributeur d'appliquer une hausse uniforme à ses clients, qui sera modulée uniquement en fonction de l'impact de la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale pour le tarif L;

DEMANDE au Distributeur d'établir la hausse tarifaire pour les clients industriels de grande puissance au tarif L en tenant compte de la totalité de l'impact la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué au tarif L;

ACCEPTE la proposition du Distributeur de hausses uniformes pour l'ensemble des composantes de ses tarifs généraux et industriel;

DEMANDE au Distributeur de proposer une stratégie de rééquilibrage des tarifs généraux et un plan d'action dans le cadre de son prochain dossier tarifaire;

REJETTE la demande du Distributeur de hausser uniformément l'ensemble des composantes de ses tarifs domestiques;

DEMANDE au Distributeur de modifier les tarifs domestiques de façon à geler les frais d'accès au réseau au niveau du 1er avril 2024 et de maintenir la hausse uniforme des deux tranches d'énergie;

APPROUVE l'ajout d'une prime pour la PDA inutilisée au tarif LG applicable aux clients dont le plus grand appel de puissance réelle est inférieur à 60 % de cette PDA, telle que présentée dans la demande du Distributeur;

APPROUVE la demande de fermeture du TRI et **PERMET** au Distributeur de cesser d'accepter de nouvelles adhésions et les demandes de renouvellement à ce tarif;

APPROUVE la hausse du montant de la prime pour la consommation non-autorisée pendant les périodes de restriction à 1 $/kWh pour tous les clients à l'OÉA, ainsi que pour les tarifs TRI et CB;

APPROUVE de manière définitive le tarif BR et sa nouvelle structure tarifaire à compter du 1er avril 2025 selon les prix proposés à la pièce B-0036;

RÉSERVE sa décision à l'égard des modifications demandées aux article 2.17, 2.25 et 2.33 des Tarifs d'électricité dans le cadre de l'examen de la Phase 4 volet c;

DEMANDE au Distributeur de déposer, **au plus tard le 18 mars 2025, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-0194;

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 18 mars 2025, à 12 h**;

RÉSERVE sa décision sur les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel du Distributeur;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels de la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur

Pierre Dupont
Régisseur