

---

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

**DOSSIER R-4307-2025**

---

**AJUSTEMENT TARIFAIRE**

**Question 1 :**

**Référence:**

- (i) R-4011-2017, B-0232, p. 4, tableau A-1
- (ii) R-4057-2018, B-0178, p.5, version révisée du tableau A-1
- (iii) R-4270-2024, B-0422, p. 3, tableau 1
- (iv) R-4270-2024, B-0422, p. 4, tableau 2
- (v) B-0060, p. 10, tableau A-1
- (vi) B-0060, p. 11, tableau A-2
- (vii) B-0013, p. 24

**Préambule :**

La dernière ligne de la référence (i), présente une « Provision réglementaire 2018 récupérée en 2019 » de 13,6 M\$. Ce même montant est réintroduit à la quatrième ligne (Ajustement - Provision réglementaire 2018) de la référence (ii) pour être récupéré dans les tarifs de 2019.

La dernière ligne de la référence (ii), présente une « Provision réglementaire 2019 récupérée en 2020 » de 35,5 M\$.

À la référence (iii), il n'est fait aucune mention d'un ajustement pour des provisions réglementaires antérieures.

Le libellé de la dernière ligne de la référence (iii), « Revenus générés du 1er janvier au 31 mars 2026 par la hausse », ne fait pas référence à une provision réglementaire.

(iv)

(Voir R-4270-2024, B-0422, p. 4, tableau 2)

(v)

Pour l'année 2026, la référence (v) présente un « Ajustement – provision réglementaire année précédente » de 133 M\$.

**Tableau A-1**  
**Revenus additionnels requis et hausses tarifaire demandées**  
**aux 1<sup>er</sup> avril 2026, 2027 et 2028 (M\$)**

	2026	2027	2028
1 Revenus des ventes (sans hausse de tarif de l'année en cours)	15 327,4	16 128,8	17 073,6
2 Mécanisme de lissage des hausses tarifaires <sup>1</sup>	15,4	5,0	(20,3)
3 Ajustement - provision réglementaire année précédente <sup>2</sup>	(133,3)	(174,4)	(183,6)
4 <b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>15 209,5</b>	<b>15 959,5</b>	<b>16 869,6</b>
<b>Revenus requis</b>			
6 Achats			
7 Achats d'électricité	8 833,0	9 144,3	9 660,7
8 Service de transport	3 230,2	3 344,6	3 495,8
9 Coûts de distribution & services à la clientèle			
10 Charges d'exploitation	2 001,8	2 095,3	2 151,6
11 Autres charges	1 101,0	1 257,8	1 411,6
12 Autres composants du coût des avantages sociaux futurs	(324,3)	(335,0)	(363,6)
13 Frais corporatifs	48,7	51,1	53,3
14 Revenus autres que ventes d'électricité	(177,3)	(206,2)	(241,0)
15 Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	17,6	17,9	19,7
16 Compensation réseaux municipaux	20,1	25,5	31,1
17 Rendement sur la base de tarification	1 013,6	1 151,4	1 275,3
18 <b>Revenus requis</b>	<b>15 764,5</b>	<b>16 546,8</b>	<b>17 494,5</b>
19 <b>Revenus additionnels requis (avec mécanisme de lissage)</b>	<b>(554,9)</b>	<b>(587,3)</b>	<b>(624,9)</b>
20 <b>Revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif)<sup>3</sup></b>	<b>14 029,3</b>	<b>14 810,0</b>	<b>15 721,4</b>
21 <b>Hausses tarifaires demandées - 1<sup>er</sup> avril</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>
22 - Clients aux tarifs domestiques	3,0%	3,0%	3,0%
23 - Clients aux tarifs généraux et industriels (tarif L)	4,8%	4,8%	4,8%
24 <b>Revenus générés du 1<sup>er</sup> avril au 31 décembre de l'année courante</b>	<b>380,5</b>	<b>403,7</b>	<b>428,7</b>
25 <b>Revenus générés du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars de l'année subséquente</b>	<b>174,4</b>	<b>183,6</b>	<b>196,1<sup>4</sup></b>
26 <b>Revenus totaux générés par les hausses demandées</b>	<b>554,9</b>	<b>587,3</b>	<b>624,9</b>

<sup>1</sup> Voir pièce HQD-3, Document 1, tableau 1

<sup>2</sup> Correspond au manque à gagner occasionné par le décalage entre les années témoin et tarifaire. Voir colonne 9 des tableaux A-2 à A-4.

<sup>3</sup> Contrats spéciaux non assujettis à la hausse des clients industriels de grande puissance

<sup>4</sup> Le montant de 196,1 M\$ constitue la provision réglementaire de 2028 et sera récupérable en 2029 lors de la prochaine révision tarifaire. La provision réglementaire de 2028 est établie au tableau A-6 (colonne 5).

(vi)

**Tableau A-2**  
**Revenus prévus en 2025, avant et après la hausse tarifaire**

Année 2025	Abonnements	Ventes	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> janvier 2025						Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> avril 2025				
			janvier à mars	avril à décembre	Total	janvier à mars	avril à décembre	Total	Variations			Total	Variations			
									janvier à mars	avril à décembre	Total		Total	(M\$)	(%)	
	(nombre)	(GWh)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)
<b>Domestique</b>	<b>4 043 199</b>	<b>71 553</b>	<b>2 425</b>	<b>4 001</b>	<b>6 427</b>	<b>2 498</b>	<b>4 121</b>	<b>6 619</b>	<b>73</b>	<b>120</b>	<b>193</b>	<b>3,0%</b>	<b>6 547</b>	<b>120</b>	<b>1,9%</b>	
Tarifs D et DM	3 919 326	67 385	2 304	3 775	6 079	2 373	3 889	6 262	69	113	182		6 193	113		
Tarif DP	8 395	1 660	53	117	170	55	121	175	2	4	5		174	4		
Tarif DT	80 649	1 775	44	65	112	45	70	116	1	2	3		114	2		
Flex D	34 829	733	24	40	65	25	42	67	1	1	2		66	1		
<b>Généraux</b>	<b>334 915</b>	<b>55 900</b>	<b>1 501</b>	<b>3 782</b>	<b>5 283</b>	<b>1 555</b>	<b>3 918</b>	<b>5 472</b>	<b>53</b>	<b>136</b>	<b>190</b>	<b>3,6%</b>	<b>5 419</b>	<b>136</b>	<b>2,6%</b>	
Tarifs G et à forfait	291 038	9 353	358	757	1 115	371	784	1 155	13	27	40		1 142	27		
Flex G	98	6	0	0	1	0	0	1	0	0	0		1	0		
Tarif biénergie de petite et moyenne puissance	4	29	1	1	2	1	1	2	0	0	0		2	0		
Eclairage public et Sentinelles	4 948	351	11	33	44	12	34	46	0	1	2		46	1		
Tarif CG	5 890	1 138	50	125	175	52	130	181	2	5	6		180	5		
Tarif M	31 822	32 306	857	2 262	3 119	888	2 343	3 232	31	81	112		3 201	81		
Tarif LG	112	11 781	210	557	767	216	577	794	7	20	27		787	20		
Tarif H	1	7	0	1	1	0	1	1	0	0	0		1	0		
Tarif CB	32	968	14	45	59	14	47	61	0	2	2		61	2		
<b>Grands industriels</b>	<b>178</b>	<b>55 451</b>	<b>701</b>	<b>2 132</b>	<b>2 834</b>	<b>708</b>	<b>2 154</b>	<b>2 862</b>	<b>7</b>	<b>21</b>	<b>28</b>	<b>s.o.</b>	<b>2 855</b>	<b>21</b>	<b>s.o.</b>	
Tarif L	171	27 231	371	1 112	1 483	377	1 131	1 509	6	19	25	1,7%	1 502	19	1,3%	
Contrats spéciaux	7	28 220	330	1 020	1 350	331	1 022	1 353	1	2	3	s.o.	1 353	2	s.o.	
<b>Total</b>	<b>4 377 892</b>	<b>182 903</b>	<b>4 628</b>	<b>9 915</b>	<b>14 543</b>	<b>4 761</b>	<b>10 193</b>	<b>14 954</b>	<b>133</b>	<b>277</b>	<b>411</b>	<b>s.o.</b>	<b>14 820</b>	<b>277</b>	<b>s.o.</b>	

(vii)

« L'augmentation de l'encaisse réglementaire, entre celle des années 2024 et 2025 et celle des années 2026 à 2028, s'explique principalement par l'application de la provision réglementaire redevenue opérante à la suite de l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable. Cela entraîne un ajustement annuel du délai de perception des comptes à recevoir, afin de refléter l'effet de la provision, laquelle occasionne un décalage dans la perception d'une portion de la hausse tarifaire. En effet, cette portion n'est recouvrée qu'au cours de l'année suivante. Ce mécanisme d'ajustement avait d'ailleurs été reconnu par la Régie dans le cadre du dossier R-3579-2005. Ainsi, le niveau de l'encaisse réglementaire a été rétabli à un seuil représentatif. Les niveaux observés en 2024 et 2025 étaient exceptionnellement bas, puisqu'ils ne tenaient pas compte des effets de la provision réglementaire, celle-ci étant alors inopérante en raison de l'application de la Loi sur la simplification. » (Nous soulignons)

### Questions :

- 1.1 Au niveau comptable, veuillez indiquer ce qu'il est advenu de la « Provision réglementaire 2019 récupérée en 2020 » de 35,5 M\$ (ii) suite à la sanction de la Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité.
- 1.2 Veuillez indiquer pourquoi, à la référence (iii), les revenus de vente 2025 (sans hausse de tarif) ne sont pas ajustés d'une provision réglementaire pour les années antérieures ?
- 1.3 Veuillez expliquer pourquoi, contrairement aux dossiers précédents et au présent dossier, le libellé de la dernière ligne de la référence (iii) ne fait plus référence à une provision réglementaire.
- 1.4 Veuillez indiquer si une provision réglementaire a été demandée ou prise dans le cadre du dossier tarifaire 2025. Dans l'affirmative :
  - 1) Veuillez fournir les références en ce sens.
  - 2) Veuillez indiquer les passages de la décision de la Régie autorisant cette provision.
  - 3) Veuillez justifier la pertinence d'une telle provision considérant le cadre réglementaire en vigueur à l'époque.
  - 4) Veuillez réconcilier votre réponse avec la référence (vii)
- 1.5 Veuillez confirmer que le montant de 147 M\$ à la dernière ligne de la colonne 9 de la référence (iv) est relatif aux mois de janvier à mars 2025.
- 1.6 Veuillez confirmer que le montant de 146,7 M\$ (Revenus générés du 1er janvier au 31 mars 2026 par la hausse) apparaissant à la dernière ligne de la référence (iii) correspond au montant de, 147 M\$ (janvier à mars) la dernière ligne de la colonne

- 9 de la référence (iv). Dans l'affirmative, veuillez expliquer que les Revenus générés par la hausse du 1er janvier au 31 mars 2026 correspondent exactement au déficit de revenu de janvier à mars 2025 causé par la hausse décalée des tarifs au 1<sup>er</sup> avril, malgré l'évolution de la demande entre les deux années.
- 1.7 Relativement à la référence (v), veuillez indiquer si le montant de 133,3 M\$ peut être retracé dans le dossier tarifaire R-4270-2024. Si oui, veuillez fournir les références en ce sens. Si non, veuillez expliquer pourquoi.
- 1.8 Veuillez réconcilier ce montant de 133,3 M\$ et le montant de 146,7 M\$ se trouvant à la dernière ligne de la référence (iii).
- 1.9 Veuillez de plus indiquer si, en l'absence des modifications législatives introduites par la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, le Distributeur avait prévu appliquer un « ajustement - provision réglementaire 2025 » au revenu requis de l'année 2030 pour l'un ou l'autre de ces montants. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.
- 1.10 De manière générale, veuillez élaborer sur les assises légales, réglementaires et comptables sur lesquelles s'appuie le Distributeur pour introduire l'Ajustement - provision réglementaire de 133,3 M\$ pour l'année 2026.

## APPROVISIONNEMENTS

### Question 2 :

#### Références:

- (i) Loi sur la gouvernance responsable, p. 26, article 59
- (ii) B-0010, p.17
- (iii) B-0010, p. 12, note 10
- (iv) B-0027, pp. 7 et 8
- (v) B-0027, p. 5
- (vi) B-0027, p. 13 (Annexe A)
- (vii) R-4270-2024, B-0103, p. 28, tableau R-10.1
- (viii) R-4210-2022, B-0167, p. 9

#### Préambule :

(i)

« 74.1. Le distributeur d'électricité doit assurer par tout moyen, notamment en concluant un contrat d'approvisionnement en électricité avec une personne ou une société pouvant entre autres être constituée en partenariat avec une communauté autochtone ou une municipalité, les approvisionnements requis pour la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale.<sup>27</sup>

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

Cette autorisation n'est toutefois pas requise :

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

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

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

Pour l'application du paragraphe 1° du troisième alinéa, lorsqu'un appel d'offres vise toutes les sources d'énergie renouvelable, un projet de gestion de la demande ou d'efficacité énergétique et son promoteur sont considérés respectivement comme un approvisionnement en électricité et un fournisseur d'électricité. »

(ii)

Eu égard au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité, le Distributeur réfère à la note 10.

(iii)

« L'ensemble des principes qui étaient inopérants dans le régime induit par la Loi sur la simplification (2020-2025) redeviennent utiles et disponibles suivant le retour en tout temps en coût de service en vertu de la Loi sur la gouvernance responsable, à l'exception du MTÉR (D-2014-034) rendu caduc par l'article 52.3 de la LRÉ. »

(iv)

Approvisionnements provenant d'Hydro-Québec

- Remplacement du contrat pour le Service d'intégration éolienne, qui arrive à échéance le 31 août 2025, par un approvisionnement d'Hydro-Québec dont les caractéristiques sont identiques et dont la justification est fournie à l'Annexe B ;
- Remplacement du volume des contrats Base et Cyclable avec Hydro-Québec, après leur échéance au 28 février 2027, par un approvisionnement d'Hydro-Québec dont les caractéristiques sont similaires (600 MW cyclable, jusqu'à 3,7 TWh en 2028) et dont la justification est fournie à l'Annexe C ;
- Utilisation de toute l'énergie rappelée en vertu des Conventions d'énergie différée pour les contrats Base et Cyclable, jusqu'à leur échéance ;
- Après l'échéance des Conventions d'énergie différée, mise en place d'un approvisionnement en base hivernale atteignant 1 000 MW et 1,9 TWh en 2028, et dont la justification est fournie à l'Annexe D.

Approvisionnements des parcs éoliens

- Maintien projeté des approvisionnements issus des contrats qui arrivent à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire (Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Carleton) selon l'hypothèse d'une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des discussions avec les fournisseurs ;

- Report du 1er décembre 2026 au 1er décembre 2027 de la mise en service prévue du parc éolien de la Forêt domaniale.

Approvisionnement des centrales de cogénération

- Maintien projeté des approvisionnements issus des contrats qui arrivent à échéance sur l’horizon de la demande tarifaire (St-Félicien, Thurso, Dolbeau, Gatineau, Windsor) selon l’hypothèse d’une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des discussions avec les fournisseurs ;
- Report du 1er décembre 2025 au 1er décembre 2026 de la mise en service prévue de 21 la centrale de cogénération de Bedford.

(v)

« Pour les nouveaux approvisionnements fournis par Hydro-Québec, les coûts seront établis de manière à refléter ceux du marché pour des produits ou services comparables. »

(vi)

(Voir B-0027, p. 13 (Annexe A))

(vii)

**Tableau R-10.1**  
**Puissance UCAP – Hiver 2023-2024**

		RFP 2023-1	
		Janvier 2024	Février 2024
<b>Quantité recherchée</b>	MW	1000	1000
<b>Quantité offerte</b>	MW	775	775
<b>Quantité acquise</b>	MW	775	775
<b>Prix moyen offert</b>	\$US / kW-mois	5,64	5,64
<b>MIN</b>	\$US / kW-mois	4,50	4,50
<b>MAX</b>	\$US / kW-mois	6,05	6,05
<b>Prix moyen payé</b>	\$US / kW-mois	5,64	5,64
<b>Encan mensuel UCAP - ROS</b>	\$US / kW-mois	4,10	4,60
<b>Prix payé ÷ Encan mensuel</b>	Ratio	1,4	1,2

(viii)

« Le Distributeur planifie un rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés 12 de court terme en puissance, actuellement établie à 1 100 MW et qui inclut 200 MW de partage 13 de réserve, pour l'établir à 1 500 MW à partir de l'hiver 2024-2025, incluant 200 MW de partage 14 de réserve. Divers éléments justifient cette contribution accrue. »

**Questions :**

- 2.1 Relativement aux références (ii) et (iii), veuillez confirmer que le Distributeur propose de réactiver le compte de pass-on pour les achats d'électricité de sorte que les écarts entre les hypothèses relatives aux coûts des approvisionnements post-patrimoniaux, dont notamment des nouveaux contrats post-patrimoniaux dont il est fait mention à la référence (iv), et les coûts réels seront captés dans ce compte et réintroduit dans les tarifs d'un cycle tarifaire futur.
- 2.2 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer lesquels des nouveaux approvisionnements avec le Producteur (SIÉ, contrat cyclable, contrat de base hivernal) et les approvisionnements éoliens et de cogénération venant à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire nécessiteront une approbation de la Régie en vertu du nouvel article 74.1 (i).
  - 2.2.1 Outre les motifs énoncés aux annexes B à D de la pièce B-0027, veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'autres éléments soutenant le caractère compétitif de ces contrats pour des produits et services comparables (v).
- 2.3 Eu égard aux contrats éoliens et de cogénérations venant à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire, veuillez indiquer et justifier la ou les hypothèses utilisées par le Distributeur eu égard au taux d'indexation des futurs contrats.
- 2.4 Considérant que ces parcs éoliens sont déjà en opération depuis de nombreuses années et considérant également l'évolution des prix des appels d'offres éoliens depuis la mise en place des contrats initiaux, veuillez indiquer pourquoi la poursuite de l'indexation des prix de ces contrats constitue selon le Distributeur un compromis compétitif et reflétant le prix du marché.
  - 2.4.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a mis ou prévoit mettre en place des processus compétitifs pour s'assurer que les prix associés au prolongement de ces approvisionnements soient compétitifs. Le cas échéant, veuillez décrire ces processus.
  - 2.4.2 Veuillez indiquer si le Distributeur dispose de comparables quant au renouvellement de contrats similaires dans d'autres juridictions. Le cas échéant, veuillez présenter ces comparables et indiquer les niveaux de prix en termes relatifs (par rapport au contrat initial) et en termes absolus.

- 2.5 Considérant que les installations de cogénération sont déjà en opération depuis de nombreuses années, veuillez indiquer pourquoi la poursuite de l'indexation des prix de ces contrats constitue selon le Distributeur un compromis compétitif et reflétant le prix du marché.
- 2.5.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a mis ou prévoit mettre en place des processus compétitifs pour s'assurer que les prix associés au prolongement de ces contrats soient compétitifs. Le cas échéant, veuillez décrire ces processus.
- 2.5.2 Considérant le coût beaucoup plus élevé des contrats de cogénération par rapport aux contrats éoliens(vi), veuillez démontrer que le renouvellement de ces approvisionnements constitue une solution compétitive.
- 2.5.3 Veuillez indiquer si le Distributeur dispose de comparables quant au renouvellement de contrats similaires dans d'autres juridictions. Le cas échéant, veuillez présenter ces comparables et indiquer les niveaux de prix en termes relatifs (par rapport au contrat initial) et en termes absolus.
- 2.6 Relativement à la référence (iv), la FCEI ne voit pas à l'annexe D de justification du niveau de puissance de 1000 MW du contrat d'approvisionnement en base hivernal pour les mois de janvier et février ni du besoin de puissance de 300 MW en décembre et mars. Veuillez produire ces justifications.
- 2.7 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur propose un contrat de base hivernal de 1000 MW plutôt que le niveau de 800 MW actuel considérant le niveau d'utilisation du marché de court terme pour les années tarifaires visées par la demande.
- 2.8 La référence (viii) parle d'une contribution maximale des marchés de court terme de 1500 MW à partir de l'hiver 2024-2025. Veuillez indiquer quelle est la contribution maximale des marchés de court terme considérée par le Distributeur pour chacune des trois années témoins.
- 2.9 Veuillez indiquer et justifier l'impact sur la contribution maximale des marchés de court terme pour l'hiver 2028-2029 de proposer un contrat de base hivernal de 1000 MW plutôt que 800 MW.
- 2.10 Veuillez indiquer et justifier l'impact sur la contribution maximale des marchés de court terme pour l'hiver 2028-2029 si le Distributeur devait ne pas conclure de contrat de base hivernal.
- 2.11 Veuillez reproduire le tableau de la référence (vii) pour l'hiver 2024-2025 en y ajoutant les mois de décembre et mars. Veuillez de plus fournir le même tableau pour l'hiver 2025-2026 si l'information est disponible.

## EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

### Question 3 :

#### Références:

- (i) B-0044, pp. 5 et 6
- (ii) B-0044, p. 20, annexe A

#### Préambule :

(i)

« Les nouvelles dispositions de la Loi sur la gouvernance responsable fixent la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1er janvier 2035 cible qui ne sera atteignable qu'avec le déploiement des mesures d'EE énoncées dans le Plan d'action 2035. Ces nouvelles dispositions établissent également que la Régie doit effectuer une révision tarifaire aux trois ans, impliquant donc que le Distributeur détermine les budgets de ses programmes d'EE et de GDP pour cette même période.

Dans ce nouveau contexte réglementaire, le déploiement d'une trajectoire en EE aussi ambitieuse amène plusieurs défis, et ce, pour chacune des clientèles. En proposant et déployant des initiatives complexes et structurantes dans un contexte en constante évolution, le Distributeur soumet qu'une flexibilité additionnelle est dorénavant nécessaire dans la gestion des budgets de ses programmes. Les initiatives proposées sont notamment assujetties à des contextes économique et réglementaire incertains et en évolution ainsi qu'à des cycles d'investissement plus longs. Le Distributeur aura besoin d'une marge de manœuvre supplémentaire au cours des trois prochaines années pour s'adapter aux besoins de marché qui évoluent rapidement et qui nécessitent un ajustement en continu. L'objectif est de permettre une plus grande optimisation des programmes afin de notamment profiter de l'engouement suscité par certains, de répondre à des changements à l'écosystème, de s'ajuster en cas d'évolution des gains énergétiques associés aux programmes et d'être ainsi en mesure de rencontrer les ambitions du Plan d'action 2035. Le Distributeur soumet donc que, dans ce nouveau contexte de projection sur trois années, une approche prévisionnelle par programmes n'est plus appropriée.

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

(ii)

(Voir B-0044, p. 20, annexe A)

**Questions :**

- 3.1 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur les inconvénients d'une approche prévisionnelle par programme dans le nouveau contexte réglementaire.
- 3.2 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur les avantages d'une approche par portfolio dans le nouveau contexte réglementaire.

## PRÉVISION DE LA DEMANDE

### Question 4 :

#### Références:

- (i) B-0011, p. 13
- (ii) B-0011, p. 15
- (iii) R-4210-2022, B-0102, pp. 11 et 12
- (iv) R-4210-2022, B-0061, p. 24
- (v) État d'avancement 2024 du plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 13, tableau 2.3
- (vi) État d'avancement 2024 du plan d'approvisionnement 2023-2032, p. 13
- (vii) <https://www.aveq.ca/actualiteacutes/category/statistiques>

#### Préambule :

(i)

« Au secteur Résidentiel, soit les tarifs D, DM et DP, D Flex, DT et TDT, l'écart total de +676 GWh s'explique essentiellement par des ventes réelles légèrement plus fortes que prévu (environ +290 GWh pour les mois de janvier à avril 2025) et par un rehaussement des ventes en lien avec les véhicules électriques. » (Nous soulignons)

(ii)

« La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle quant à elle de la prévision en énergie. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2025-2026 atteindront 40 599 MW, 40 933 MW à la pointe de l'hiver 2026-2027 et 41 548 MW à la pointe de l'hiver 2027-2028, soit une hausse cumulative de 1 126 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2024-2025. Cet écart découle principalement de la croissance prévue des ventes au secteur commercial et institutionnel, de même qu'au secteur résidentiel et agricole. » (Nous soulignons)

(iii)

« Le Distributeur présente à la section 8.1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0009), une amélioration de son approche méthodologique pour l'établissement de la prévision des besoins en puissance ralliant les modèles conventionnels pour l'estimation des besoins en puissance des usages traditionnels à des analyses horaires quantifiant l'impact d'usages émergents, notamment celui des véhicules électriques, susceptibles de faire évoluer le

profil de demande horaire. Ainsi, le Distributeur confirme partiellement la compréhension de l'intervenant, mais limite sa portée aux usages émergents. La méthodologie développée par le Distributeur s'appuie sur une approche probabiliste permettant d'évaluer l'impact moyen en pointe d'un usage émergent donné en fonction de la diffusion de tous les usages émergents analysés. » (Nous soulignons)

(iv)

**TABLEAU R-3.9 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**

En MW	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
<b>Usages</b>										
Véhicules électriques	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Déplacement	0	-1	-3	-7	-12	-25	-53	-99	-186	-336

**3.10** Veuillez indiquer le nombre de véhicules électriques prévus et l'impact en puissance moyen par véhicule pour chacune des années du plan selon le format de la référence (vi).

**Réponse :**

**Le tableau R-3.10 présente le nombre de véhicules électriques prévus ainsi que leurs impacts en puissance moyenne par véhicule sur la période couverte par le Plan.**

**TABLEAU R-3.10:**  
**IMPACT EN PUISSANCE MOYEN PAR VÉHICULE ÉLECTRIQUE**

	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2032- 2032
<b>Véhicules électriques</b>										
MW	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Nombre ('000, janvier)	176	246	328	421	530	678	881	1 129	1 430	1 811
kW par véhicule	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0

(v)

**TABLEAU 2.3 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE  
PAR USAGE À LA POINTE D'HIVER**

En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
<b>Usages<sup>1</sup></b>														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 789	14 891	15 017	15 163	15 285	15 342	15 363	15 340	15 323	15 352	15 333	15 316
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 750	3 683	3 692	3 676	3 650	3 631	3 605	3 569	3 532	3 519	3 503	3 488
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 040	2 037	2 046	2 058	2 074	2 070	2 070	2 068	2 072	2 062	2 055	2 038
Industriel	8 707	8 598	8 434	8 645	8 731	8 774	8 827	8 954	8 976	8 992	9 008	9 023	9 038	9 055
Décarbonation des procédés industriels	0	0	0	45	86	157	184	419	692	913	1 121	1 478	1 946	2 357
Filière batterie	0	0	5	34	231	325	489	676	755	833	864	897	929	953
Centres de données	127	137	147	175	249	322	393	466	536	598	651	654	659	664
Chaînes de blocs <sup>2</sup>	211	287	319	304	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Serres	186	203	226	238	244	278	310	364	366	367	366	368	369	371
Véhicules électriques	90	110	132	179	240	360	535	791	1 141	1 574	2 027	2 429	2 879	3 277
Photovoltaïque	0	0	0	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-3	-3	-3	-2	-2
Autres usages	10 048	10 013	10 281	10 083	9 871	9 852	9 714	9 681	9 692	9 699	9 711	9 832	9 998	10 204
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>39 665</b>	<b>39 835</b>	<b>40 124</b>	<b>40 312</b>	<b>40 711</b>	<b>41 268</b>	<b>41 764</b>	<b>42 696</b>	<b>43 498</b>	<b>44 255</b>	<b>44 979</b>	<b>45 916</b>	<b>47 011</b>	<b>48 027</b>

Notes:

<sup>1</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

<sup>2</sup> Ventes estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

(vi)

« Finalement, une augmentation de +301 MW est attribuée à la mise à jour de l'impact en puissance des besoins liée aux véhicules électriques. En effet, l'action combinée de l'adoption des différentes technologies de transition, comme les camions et les véhicules électriques, accélère la migration des occurrences de pointes d'hiver en début de soirée, où l'importance relative de la recharge des véhicules électriques est plus significative. » (Nous soulignons)

(vii)

« Objectif gouvernemental

Depuis déjà quelques années nous analysons la tendance afin de voir si l'atteinte de l'objectif gouvernemental de 2 000 000 de véhicules électriques sur nos routes pour 2030 était réaliste et si oui quand prévoyait-on y arriver. L'année 2024 qui semblait « trop belle pour être vraie » correspondait cependant à nos prévisions. Toutefois, les énormes fluctuations entre cette année et l'année dernière sont plus qu'un simple effet de ralentissement temporaire. Dans ce contexte, la progression observée ne correspond plus à aucun modèle de progression simple et continuer avec l'ancienne projection ne serait pas non plus réaliste, car le ralentissement observé ne sera selon nous malheureusement pas l'histoire que de 2 ou 3 trimestres. » (Nous soulignons)

(viii)

### Montants prévus de l'aide financière Roulez vert

Type de véhicule	Véhicule immatriculé en 2024	Véhicule immatriculé en 2025	Véhicule immatriculé en 2026	Véhicule immatriculé en 2027
<b>Véhicule entièrement électrique</b>	7 000 \$	4 000 \$	2 000 \$	0 \$
<b>Véhicule hybride rechargeable (de 8 à moins de 15 kWh)</b>	2 500 \$	1 000 \$	500 \$	0 \$
<b>Véhicule hybride rechargeable (15kWh et +)</b>	5 000 \$	2 000 \$	1 000 \$	0 \$
<b>Véhicule entièrement électrique d'occasion</b>	3 500 \$	2 000 \$	1 000 \$	0 \$
<b>Motocyclette électrique</b>	2 000 \$	1 000 \$	500 \$	0 \$
<b>Motocyclette à vitesse limitée électrique</b>	500 \$	0 \$	0 \$	0 \$

»

**Questions :**

- 4.1 Relativement à la référence (ii), veuillez confirmer que le Distributeur applique toujours à sa prévision de demande les améliorations énoncées à la référence (iii).
- 4.2 Veuillez indiquer si, et le cas échéant comment, le Distributeur a pris en compte la fin des incitatifs fédéraux pour l'achat de véhicules électriques, la fin annoncée pour 2026 des aides financières dans le cadre du programme provincial Roulez vert (viii) et les tendances récentes (vii) dans l'établissement de sa prévision des besoins en énergie et en puissance pour la recharge de véhicules électriques. Si oui, veuillez identifier les impacts de ces changements. Sinon, veuillez justifier.
- 4.3 Veuillez mettre à jour les tableaux 3.9, et 3.10 (iv) de même que le tableau 2.3 (v). Veuillez de plus expliquer les variations par rapport à ces tableaux et, le cas échéant, identifier l'impact des phénomènes évoqués aux références (i) et (vi).
- 4.4 Plusieurs reports ou annulations de projets industriels d'envergure ont été annoncés depuis le dépôt du dossier tarifaire par le Distributeur, notamment dans la filière batterie. Veuillez dresser la liste des projets industriels importants qui ont fait l'objet de tels reports ou annulations en quantifier leur impact marginal sur les besoins en énergie et en puissance pour chacune des années visées par la demande.

## CONDITIONS DE SERVICE

### Question 5 :

#### Références:

- (i) B-0009, p. 6 tableau 1
- (ii) B-0009, p. 9, notes de bas de page 10 et 11
- (iii) D-2024-113

#### Préambule :

- (i)

**Tableau 1**  
**Évolution de l'adhésion de la clientèle à la Facture Internet entre 2016 et 2025**

Année	Nombre de clients adhérent à la Facture Internet	Proportion de clients adhérent à la Facture Internet (%)	Variation de la proportion de clients (%)
2016	1 019 620	30 %	
2017	1 200 080	35 %	+ 5 %
2018	1 412 014	41 %	+ 6 %
2019	1 623 222	47 %	+ 6%
2020	1 819 505	52 %	+ 5 %
2021	1 991 097	56 %	+ 4 %
2022	2 146 096	59 %	+ 3 %
2023	2 281 101	62 %	+ 3 %
2024 <sup>1</sup>	2 451 159	67 %	+ 5 %
2025 <sup>2</sup>	2 496 241	68 %	+ 1 %

<sup>1</sup> Pour l'année 2024, les adhésions ont été influencées par la grève à Postes Canada, survenue durant les mois de novembre et décembre 2024. Sans cet événement, la tendance aurait été légèrement inférieure à celle de l'année 2023.

<sup>2</sup> Données au 30 juin 2025.

- (ii)

« <sup>10</sup> Cette estimation est obtenue sur la base de la transmission d'une moyenne de 12 factures par année et des données suivantes, en date du 30 juin 2025 : 1 191 345 clients à la facture papier dont 1 132 586 clients résidentiels, 477 252 clients exemptés des frais, 554 967 clients qui migraient à la Facture Internet.

<sup>11</sup> Soit 49 % des 1 132 586 clients résidentiels (en date du 30 juin 2025) x 12 factures x 1,40 \$. »

- (iii)

(Voir D-2024-113)

**Questions :**

- 5.1 Relativement à la référence (i) :
  - 5.1.1 Veuillez ajouter une décimale au pourcentage présenté aux deux dernières colonnes du tableau 1.
  - 5.1.2 Veuillez ajouter une colonne présentant le dénominateur utilisé pour calculer la Proportion de clients adhérant à la Facture Internet et expliquer comment il est obtenu en réconciliant au besoin avec les données de la référence (ii).
  - 5.1.3 Veuillez ventiler le tableau résultant des questions précédentes entre la clientèle résidentielle et la clientèle affaires.
- 5.2 Si la référence (i) n'inclut pas la clientèle affaires, veuillez présenter un tableau similaire pour la clientèle affaires et évaluer les impacts de la proposition sur celle-ci.
- 5.3 Relativement à la note 11 (ii), veuillez expliquer pourquoi les économies réalisées ne tiennent compte que de la clientèle résidentielle.

## REVENU REQUIS – UNITÉS DE CONFORMITÉ

### Question 6 :

#### Référence:

- (i) B-0013, p. 13

#### Préambule :

- (i)

« Revenus d'unités de conformité – Règlement sur les combustibles propres (RCP)

Le Distributeur rappelle que la recharge de véhicules électriques permet de générer et commercialiser des unités de conformité (UC)<sup>5</sup> qui représentent une source de revenus pour le Distributeur.

Des UC ont été générées depuis 2022 par le Distributeur et les revenus issus de la vente de ces UC ont été de 2,4 M\$ pour 2024 et estimés à 4,7 M\$ pour l'année 2025. Aucun revenu n'est prévu pour les années témoins en raison de l'incertitude entourant le contexte économique actuel et le maintien du Règlement sur les combustibles propres pour les années à venir. »

#### Questions :

- 6.1 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur l'incertitude entourant le contexte économique actuel évoqué par le Distributeur. Veuillez au besoin faire les distinctions qui s'imposent entre les différentes années témoins.
  - 6.1.1 Veuillez faire le lien entre cette incertitude et la possibilité de création d'unités de conformité.
  - 6.1.2 Veuillez faire le lien entre cette incertitude et la possibilité de valorisation des unités de conformité.
- 6.2 Relativement à la référence (i), veuillez élaborer sur l'incertitude entourant le maintien du Règlement sur les combustibles propres pour les années à venir. Veuillez au besoin faire les distinctions qui s'imposent entre les différentes années témoins.
  - 6.2.1 Veuillez faire le lien entre cette incertitude et la possibilité de création d'unités de conformité.
  - 6.2.2 Veuillez faire le lien entre cette incertitude et la possibilité de valorisation des unités de conformité.

Demande de renseignements #1 de la FCEI à HQD

- 6.3 Veuillez indiquer le nombre d'unités de conformités associées aux revenus 2,4 M\$ pour 2024 et estimés à 4,7 M\$ pour l'année 2025.
- 6.4 Veuillez indiquer sur une base annuelle le nombre d'unités de conformités créées par la recharge de véhicules électriques depuis la mise en place du RCP.
- 6.5 Veuillez indiquer le nombre d'unités de conformités que le Distributeur anticiperait de créer pour chacune des années témoins si le RCP est maintenu tel quel sur l'ensemble de cette période.

**REVENU REQUIS – ACHATS DE COMBUSTIBLES**

**Question 7 :**

**Référence:**

- (i) B-0013, p. 10, tableau 5

**Préambule :**

- (i)

**Tableau 5**  
**Détail des coûts et des volumes de combustible**

	2024		2025				2026		2027		2028		Variation 2028 vs Autorisé 2025	
	Réel		Autorisé		Année de base		Année témoin		Année témoin		Année témoin		(7) = (6) - (2)	
	(1)		(2)		(3)		(4)		(5)		(6)		(7)	
	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres
1 Combustibles - Réseaux autonomes	98,5	74,1	107,7	75,1	109,6	75,5	110,7	79,2	109,8	75,6	113,2	72,8	5,4	(2,3)
2 Compensation mazout - PUEE	17,7		17,6		21,2		15,7		15,7		17,2		(0,4)	
3 TOTAL DES ACHATS DE COMBUSTIBLE	116,2	74,1	125,4	75,1	130,7	75,5	126,4	79,2	125,5	75,6	130,4	72,8	5,0	(2,3)

**Questions :**

- 7.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer la croissance des volumes de combustibles de 75,1 M litres en 2025 (autorisé) à 79,2 M litres à l'année témoin 2026.
- 7.2 Veuillez expliquer la décroissance des volumes entre les années témoins 2026 et 2028.

## REVENU REQUIS – FONDS DE ROULEMENT

### Question 8 :

#### Références:

- (i) B-0013, p. 22, tableau A-1
- (ii) B-0013, p. 24, Annexe A
- (iii) B-0004, p. 10, tableau A-1, ligne 3

#### Préambule :

(i)

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs 2025 Autorisé (7) = (6) - (2)
	Réel (1)	D-2025-033 (2)	Année de base (3)	Année témoin (4)	Année témoin (5)	Année témoin (6)	
21 Fonds de roulement	413,0	356,6	501,3	772,1	799,2	804,6	448,0
22 Encaisse réglementaire	61,4	72,2	70,0	290,7	287,3	287,0	214,7
23 Matériaux, combustibles et fournitures	351,6	284,3	431,3	481,4	511,9	517,6	233,3

(ii)

« L'augmentation de l'encaisse réglementaire, entre celle des années 2024 et 2025 et celle des années 2026 à 2028, s'explique principalement par l'application de la provision réglementaire redevenue opérante à la suite de l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable. Cela entraîne un ajustement annuel du délai de perception des comptes à recevoir, afin de refléter l'effet de la provision, laquelle occasionne un décalage dans la perception d'une portion de la hausse tarifaire. En effet, cette portion n'est recouvrée qu'au cours de l'année suivante. Ce mécanisme d'ajustement avait d'ailleurs été reconnu par la Régie dans le cadre du dossier R-3579-2005. Ainsi, le niveau de l'encaisse réglementaire a été rétabli à un seuil représentatif. Les niveaux observés en 2024 et 2025 étaient exceptionnellement bas, puisqu'ils ne tenaient pas compte des effets de la provision réglementaire, celle-ci étant alors inopérante en raison de l'application de la Loi sur la simplification.

(...)

La croissance des matériaux, combustibles et fournitures s'explique principalement par la sécurisation des inventaires à la suite de difficultés d'approvisionnement et à une prévision de la hausse de la consommation. Les équipements de mesurage sont aussi en hausse en lien avec le projet de remplacement des compteurs intelligents. »

(iii)

**Tableau A-1**  
**Revenus additionnels requis et hausses tarifaire demandées**  
**aux 1<sup>er</sup> avril 2026, 2027 et 2028 (M\$)**

	2026	2027	2028
1 Revenus des ventes (sans hausse de tarif de l'année en cours)	15 327,4	16 128,8	17 073,6
2 Mécanisme de lissage des hausses tarifaires <sup>1</sup>	15,4	5,0	(20,3)
3 Ajustement - provision réglementaire année précédente <sup>2</sup>	(133,3)	(174,4)	(183,6)
4 <b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>15 209,5</b>	<b>15 959,5</b>	<b>16 869,6</b>
5 <b>Revenus requis</b>			
6 Achats			
7 Achats d'électricité	8 833,0	9 144,3	9 660,7
8 Service de transport	3 230,2	3 344,6	3 495,8
9 Coûts de distribution & services à la clientèle			
10 Charges d'exploitation	2 001,8	2 095,3	2 151,6
11 Autres charges	1 101,0	1 257,8	1 411,6
12 Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(324,3)	(335,0)	(363,6)
13 Frais corporatifs	48,7	51,1	53,3
14 Revenus autres que ventes d'électricité	(177,3)	(206,2)	(241,0)
15 Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	17,6	17,9	19,7
16 Compensation réseaux municipaux	20,1	25,5	31,1
17 Rendement sur la base de tarification	1 013,6	1 151,4	1 275,3
18 <b>Revenus requis</b>	<b>15 764,5</b>	<b>16 546,8</b>	<b>17 494,5</b>
19 <b>Revenus additionnels requis (avec mécanisme de lissage)</b>	<b>(554,9)</b>	<b>(587,3)</b>	<b>(624,9)</b>
20 <b>Revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif)<sup>3</sup></b>	<b>14 029,3</b>	<b>14 810,0</b>	<b>15 721,4</b>
21 <b>Hausses tarifaires demandées - 1<sup>er</sup> avril</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>
22 - Clients aux tarifs domestiques	3,0%	3,0%	3,0%
23 - Clients aux tarifs généraux et industriels (tarif L)	4,8%	4,8%	4,8%
24 <b>Revenus générés du 1<sup>er</sup> avril au 31 décembre de l'année courante</b>	<b>380,5</b>	<b>403,7</b>	<b>428,7</b>
25 <b>Revenus générés du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars de l'année subséquente</b>	<b>174,4</b>	<b>183,6</b>	<b>196,1<sup>4</sup></b>
26 <b>Revenus totaux générés par les hausses demandées</b>	<b>554,9</b>	<b>587,3</b>	<b>624,9</b>

<sup>1</sup> Voir pièce HQD-3, Document 1, tableau 1

<sup>2</sup> Correspond au manque à gagner occasionné par le décalage entre les années témoin et tarifaire. Voir colonne 9 des tableaux A-2 à A-4.

<sup>3</sup> Contrats spéciaux non assujettis à la hausse des clients industriels de grande puissance

<sup>4</sup> Le montant de 196,1 M\$ constitue la provision réglementaire de 2028 et sera récupérable en 2029 lors de la prochaine révision tarifaire. La provision réglementaire de 2028 est établie au tableau A-5 (colonne 9).

## Questions :

- 8.1 Relativement aux tableaux A-4 à A-8 (ii), veuillez justifier la croissance de la provision pour créance douteuse de 402,5 M\$ à l'année autorisée 2025 à 513,4 M\$ à l'année témoin 2028, soit une augmentation de 28 %.
- 8.2 Eu égard aux explications données à la référence (ii), veuillez justifier la croissance de l'encaisse réglementaire de 220 M\$ entre l'année de base 2025 (70,0 M\$) et l'année témoin 2026 (290,7 M\$) considérant que la provision réglementaire 2026 est de 174,4 M\$ (iii).
- 8.3 Relativement à la référence (ii), veuillez élaborer sur les difficultés d'approvisionnement rencontrées au niveau des matériaux combustibles et fourniture et spécifier les produits concernés. Veuillez de plus expliquer pourquoi une hausse de la consommation implique un besoin de fonds de roulement supérieur.

- 8.4 Relativement au tableau A-9, veuillez justifier la croissance du besoin de fonds de roulement de chacune des lignes du tableau et indiquer dans quelle mesure ces hausses sont liées aux difficultés d'approvisionnement et à la hausse de la consommation.

**REVENU REQUIS – AJUSTEMENT DES CONTRATS SPÉCIAUX**

**Question 9 :**

**Référence:**

- (i) B-0013, p. 7, tableau 1, ligne 6

**Préambule :**

- (i)

**Tableau 1**  
**Évolution des revenus requis du Distributeur (M\$)**

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs D-2025-033 (7) = (6) - (2)
	Réel (1)	D-2025-033 (2)	Année de base (3)	Année témoïn (4)	Année témoïn (5)	Année témoïn (6)	
1 <b>ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT</b>	<b>10 844,1</b>	<b>11 516,1</b>	<b>11 932,4</b>	<b>12 063,2</b>	<b>12 488,9</b>	<b>13 156,5</b>	<b>1 640,4</b>
2 <b>Achats d'électricité</b>	<b>7 718,3</b>	<b>8 372,9</b>	<b>8 789,2</b>	<b>8 833,0</b>	<b>9 144,3</b>	<b>9 660,7</b>	<b>1 287,8</b>
3 Patrimoniale	5 528,3	5 886,2	5 904,0	6 060,7	6 223,2	6 354,2	468,0
4 Postpatrimoniale	2 028,9	2 419,0	2 728,1	2 622,2	2 768,3	3 145,2	726,2
5 Tarif de gestion de la consommation	48,7	-	54,3	-	-	-	-
6 Ajustement des contrats spéciaux	98,4	60,8	96,9	144,5	141,8	144,0	83,2
7 Achats d'électricité en réseaux non reliés	14,0	6,9	5,8	5,6	11,0	17,2	10,3
8 <b>Service de transport</b>	<b>3 125,8</b>	<b>3 143,2</b>	<b>3 143,2</b>	<b>3 230,2</b>	<b>3 344,6</b>	<b>3 495,8</b>	<b>352,6</b>
9 Charge locale	3 089,7	3 143,2	3 143,2	3 208,7	3 344,6	3 495,8	352,6
10 Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	36,1	-	-	21,5	-	-	-
11 <b>COÛTS DE DISTRIBUTION &amp; SERVICES À LA CLIENTÈLE</b>	<b>3 112,6</b>	<b>3 471,5</b>	<b>3 317,9</b>	<b>3 701,3</b>	<b>4 057,8</b>	<b>4 338,0</b>	<b>866,5</b>
12 <b>Charges d'exploitation</b>	<b>1 944,6</b>	<b>1 913,9</b>	<b>1 926,9</b>	<b>2 001,8</b>	<b>2 095,3</b>	<b>2 151,6</b>	<b>237,8</b>
13 Elaborer des stratégies	1,3	1,2	1,0	0,7	0,6	0,6	(0,6)
14 Ventes à l'exportation et développement de marchés	1,3	1,2	1,0	0,7	0,6	0,6	(0,6)
15 Planifier et prioriser	6,8	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	0,8
16 Gestion des approvisionnements en électricité	6,8	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	0,8
17 Concevoir et construire	119,3	127,4	131,1	134,0	146,1	148,7	21,3
18 Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	6,2	5,5	7,1	7,3	7,9	8,3	2,8
19 Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	35,8	35,9	38,8	40,8	47,7	46,6	10,7
20 Expertise et soutien technique aux opérations	77,3	86,0	85,2	85,9	90,5	93,9	7,9
21 Exploiter et commercialiser	1 702,4	1 646,0	1 663,2	1 744,2	1 831,0	1 896,2	250,2
22 Expérience client et commercialisation	629,3	680,4	701,0	704,1	718,9	739,8	59,4
23 Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux	47,1	50,9	56,8	59,3	63,0	68,4	17,5
24 Service technique et intégration réseau	24,1	39,0	27,2	31,0	32,6	32,8	(6,3)
25 Opération et maintenance	795,6	678,8	655,9	718,6	757,1	784,8	106,0
26 Mesurage	90,7	86,8	102,4	106,4	123,5	130,9	44,1
27 Exploitation des réseaux autonomes	115,6	110,1	120,0	124,8	135,8	139,5	29,5
28 Facturation interne et autres cheminements directs	99,3	150,4	108,5	112,5	118,7	119,0	(31,4)
29 Coupure des charges d'exploitation non allouée par activités	-	(38,0)	-	-	-	-	38,0
30 Efficience additionnelle non attribuée par activités	-	-	-	(11,7)	(23,6)	(35,7)	(35,7)
31 Rendement sur les actifs utilisés par les activités de soutien	15,5	21,5	17,5	16,3	16,4	16,6	(4,9)

( suite du tableau à la page suivante )

**Question :**

Veillez justifier l'évolution de l'ajustement des contrats spéciaux entre l'année 2025 (D-2025-033) et les années témoins 2026, 2027 et 2028.

## REVENU REQUIS – IMA 2.0

### Question 10 :

#### Références:

- (i) B-0013, p. 43, tableau A-37
- (ii) B-0013, p. 35, tableau A-21

#### Préambule :

(i)

« Acheter des compteurs Revelo de Landis+Gyr\* avec les fonctionnalités avancées afin de les déployer par zone géographique selon un horizon de 7 ans (2027-2033). Cela permettra de sécuriser les stocks, minimiser les impacts sur les opérations et sur la base tarifaire, débuter le déploiement avant que les défaillances augmentent significativement et éviter les doubles déplacements (remplacer un compteur défaillant avec l'ancienne technologie, puis le remplacer un peu plus tard avec la nouvelle technologie). »

(ii)

**Tableau A-21**  
**Mises en service des projets majeurs autorisés par Hydro-Québec (M\$)**

	Avant 2024	2024	2025	2026	2027	2028	Après 2028	MES		Écart ve autorisé	Écart %
	Réel	Réel	Année de base	Année témoin	Année témoin	Année témoin	Année témoin	Montant initiaux	Montant autorisé		
Raccordement du poste Montréal-Nord	0,4	11,8	8,4	5,8	3,9	3,0	3,2	36,5	36,5	(0,0)	0%
Remplacement des systèmes de conduite des réseaux de transport et de distribution d'électricité	3,2	-	-	-	175,9	-	-	179,1	211,6	(32,5)	-15%
Entente d'enfouissement avec la ville de Montréal	2,7	0,4	13,0	12,9	13,2	13,4	11,6	67,2	89,5	(22,3)	-25%
Réseau structurant de transport en commun (RSTC) - Tramway ville de Québec	1,8	(0,6)	3,1	14,9	-	-	-	19,2	70,4	(51,2)	-73%
Construction de la nouvelle centrale hybride de Tasujuaq	0,0	62,3	14,1	-	-	-	-	76,4	79,4	(3,0)	-4%
Raccordement du nouveau poste 315-25 kV de Côte-Saint-Luc	-	-	-	13,9	25,9	15,4	35,3	90,5	90,5	0,0	0%
Construction de la nouvelle centrale d'Inujuaq	0,0	4,2	41,4	-	-	-	-	45,6	60,0	(14,4)	-24%
Augmentation de la puissance et intégration des énergies renouvelables de la centrale de Kuujuaq	-	-	45,7	0,0	-	-	-	45,7	52,2	(6,5)	-12%
Raccordement de deux nouveaux transformateurs au poste de Sainte-Rosalie	-	-	-	11,5	4,6	9,0	7,3	32,4	32,4	(0,0)	0%
Augmentation de la puissance de la centrale de Kicissakik	-	46,6	1,8	0,0	-	-	-	48,4	52,1	(3,7)	-7%
Raccordement de la communauté autochtone de Kicissakik	-	-	-	32,7	-	-	-	32,7	32,7	(0,0)	0%
Réhabilitation des digues de la centrale Menihok	-	-	22,6	41,3	-	-	-	63,9	63,9	0,0	0%
Construction d'un simulateur de puissance	-	-	25,9	3,6	-	-	-	29,5	32,6	(3,1)	-10%
Construction de la nouvelle centrale et du nouveau poste de Puvirnituq - plan de conversion phase 1	0,0	-	-	90,4	-	-	-	90,4	115,0	(24,6)	-21%
Construction de la nouvelle centrale hybride d'Aupaluk	-	-	-	-	106,5	-	-	106,5	95,1	11,4	12%
Hochelaga nouveau poste 315-25 kV et lignes alimentations	-	-	-	-	5,7	15,4	44,5	65,6	65,6	(0,1)	0%
Remplacement des aérefroidisseurs de la centrale thermique de Cap-Aux-Meules	-	-	-	-	-	33,2	-	33,2	33,2	(0,0)	0%
Construction d'une nouvelle centrale thermique et d'un système de stockage d'énergie à Kangiqsuaq	-	-	-	-	3,4	95,2	-	98,6	110,0	(11,4)	-10%
Raccordement de la nouvelle centrale à biomasse forestière d'un promoteur privé à Obedjwan	-	-	-	9,7	62,2	1,3	-	73,2	84,6	(11,4)	-13%
Nouveau poste Baguville 161-25 kV	-	-	-	5,6	55,2	0,1	-	60,8	60,8	(0,0)	0%
Nouveau poste Vall-des-Monts et sa ligne d'alimentation	-	-	-	-	-	30,9	25,6	56,5	56,5	(0,0)	0%
Nouveau poste Coteau-du-Lac et sa ligne d'alimentation	-	-	-	-	52,2	4,0	-	56,2	56,2	(0,0)	0%
Construction d'un corridor d'énergie entre les postes Donal et Laurent	-	-	-	-	28,2	-	-	28,2	28,2	-	0%
IMA 2.0 - Pérennité du parc	-	-	0,1	40,5	261,5	287,5	1 434,5	2 024,0	2 024,0	0,0	0%
Raccordement du parc éolien privé de Grosse-Ile (PEDGI) et ajout d'un système de stockage par batterie	-	-	-	-	-	54,9	-	54,9	-	54,9	0%
<b>Total</b>	<b>8,2</b>	<b>124,7</b>	<b>176,1</b>	<b>282,6</b>	<b>796,4</b>	<b>563,2</b>	<b>1 561,9</b>	<b>3 513,0</b>	<b>3 631,0</b>	<b>(118,0)</b>	

#### Questions :

10.1 Veuillez indiquer l'impact sur le revenu requis de chacune des années témoins d'un remplacement préventif des compteurs (IMA 2.0) versus en déploiement davantage en mode correctif lors des défaillances.

10.2 Veuillez indiquer la durée d'amortissement prévue des nouveaux compteurs.

Demande de renseignements #1 de la FCEI à HQD

- 10.3 Veuillez présenter les données dont dispose le Distributeur qui le mène à anticiper une augmentation significative des défaillances et veuillez indiquer à partir de quelle année cette augmentation est attendue.
- 10.4 Veuillez présenter les données propres au Distributeur eu égard aux défaillances des compteurs actuels.