

Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 3 de la Régie

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE DE RÉVISION TARIFAIRE DES ANNÉES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (ANNÉES 2026-2027, 2027-2028 ET 2028-2029)

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0044](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0044](#), p. 10;
 - (iii) Dossier R-3905-2014, décision [D-2015-018](#), p. 84, par. 332 et 333.

Préambule :

(i) « Ce passif serait tenu hors base de tarification, sur lequel un intérêt au coût moyen de la dette serait appliqué dès l'encaissement de ces CIIEP. Les conditions précises de remboursement du CIIEP n'étant pas connues à ce jour, il est difficile de spécifier quel pourrait être le délai entre le moment de la comptabilisation du passif et l'encaissement du crédit par Hydro21 Québec, mais il est certain qu'il pourrait être décalé de quelques mois. Le Distributeur précise que le rendement applicable pourra être revu lors de l'établissement de la méthode de disposition du passif à la prochaine révision tarifaire ».

(ii) Plus précisément, le Distributeur propose d'intégrer à l'actif réglementaire les montants alloués dans le cadre d'ententes conclues, cumulés annuellement et mis en service au 1^{er} janvier de l'année subséquente. Étant donné la nature de ces ententes, cet actif réglementaire serait tenu hors base de tarification, rémunéré au coût moyen de la dette, et amorti selon une méthode linéaire sur une période de 50 ans à compter du cycle tarifaire suivant.

(iii) « [332] Pour des raisons de simplicité et d'allègement réglementaire, la Régie classe les CER hors base de tarification en deux catégories :

1. **les CER dont la période d'amortissement et de recouvrement est de trois ans et moins, incluant tous les comptes d'écarts pour lesquels tout solde estimé pour l'année de base est constaté aux charges de l'année témoin, ainsi que ceux qui sont inclus aux revenus requis de la demande tarifaire du deuxième exercice subséquent;**
2. **les CER amortis sur plus de trois ans, incluant les comptes de pass-on 2013 et 2014 ainsi que le compte de nivellement pour aléas climatiques.**

[333] Pour tous les CER de la première catégorie, la Régie détermine que le taux d'intérêt des obligations d'Hydro-Québec 3 ans, majoré des frais de garantie et d'émission, constitue un estimateur raisonnable et approprié, basé sur le principe d'appariement, afin de compenser pour les frais de financement des soldes des CER à la fin de l'année de base.

[334] Pour tous les CER de la deuxième catégorie, la Régie établit que le taux d'intérêt des obligations d'Hydro-Québec 5 ans, majoré des frais de garantie et d'émission, constitue un estimateur raisonnable et approprié, basé sur le principe d'appariement, afin de compenser pour les frais de financement des soldes des CER à la fin de l'année de base. »

Demandes :

1.1 En lien avec la création d'un passif réglementaire relatif au crédit d'impôt à l'investissement dans l'énergie propre, veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles le Distributeur demande, à priori, un rendement au coût moyen de la dette (référence (i)) et non pas un taux selon une des catégories présentées à la référence (iii).

Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur souligne qu'un taux selon une des catégories
2 présentées à la référence (iii) s'applique aux CER, ceux-ci permettant de
3 récupérer, ou remettre à la clientèle selon le cas, les écarts entre les coûts réels
4 par rapport aux coûts estimés. Quant à la demande du Distributeur à la
5 référence (i), soit aux pages 8-9 de la pièce HQD-3, Document 1 (B-0010), elle
6 vise plutôt la reconnaissance d'une pratique comptable réglementaire
7 permettant au Distributeur de comptabiliser un passif à l'égard de sa clientèle.

8 Le Distributeur est d'avis qu'un rendement à un taux équivalent au coût moyen
9 de la dette, applicable dès l'encaissement du CIIEP, est adéquat dans les
10 circonstances particulières à l'origine de ce passif. Le coût moyen pondéré du
11 capital n'a pas été retenu puisque ce passif réglementaire n'est pas lié aux
12 actifs en exploitation qui sont dans la base de tarification, mais consiste plutôt
13 en une obligation de transmettre l'avantage de ce crédit à la clientèle du
14 Distributeur.

1.2 En lien avec la demande de création d'un actif réglementaire relatif aux ententes autochtones, veuillez justifier l'utilisation du coût moyen de la dette plutôt que le taux d'intérêt des obligations d'Hydro-Québec 5 ans, majoré des frais de garantie et d'émission (référence (iii)), étant donné que les ententes autochtones seront amorties sur une période de 50 ans, donc plus de trois ans.

Réponse :

15 Voir la réponse à la question 1.1. Le taux d'intérêt des obligations
16 d'Hydro-Québec 5 ans, majoré des frais de garantie et d'émission tel que cité à
17 la référence (iii), s'applique sur les CER pour lesquels les modalités de
18 disposition sont de plus de 3 ans.

19 Dans ce cas-ci, également, il ne s'agit pas d'un CER. Il s'agit plutôt d'une
20 demande visant la reconnaissance d'une pratique comptable réglementaire
21 permettant au Distributeur de comptabiliser un actif.

1 Par ailleurs, tel que le prévoit l'article 52.4 de la LRÉ, les montants alloués dans
2 le cadre d'ententes en matière d'affaires autochtones visés à l'article 52.1
3 doivent être amortis sur une période de 50 ans. Elle mentionne également, que
4 l'établissement des revenus requis devra tenir compte de cet amortissement et
5 du rendement applicable. Conséquemment, de tels actifs visés à l'article 52.1
6 sont habituellement intégrés à la base de tarification sur laquelle un rendement
7 est calculé au taux du coût moyen en capital¹.

8 Toutefois, en ce qui concerne l'actif réglementaire relatif aux ententes
9 autochtones, permettant le règlement de différends liés à des activités réalisées
10 ou à des ouvrages construits par Hydro-Québec avant le 7 juin 2025, le
11 Distributeur estime plus approprié d'utiliser le coût moyen de la dette, sans y
12 inclure la portion relative au rendement sur les capitaux propres. Cette
13 approche vise à refléter la nature particulière de cet actif, distincte de celle des
14 actifs courants du Distributeur.

15 Cependant, compte tenu de la longue période d'amortissement de 50 ans de cet
16 actif, le Distributeur considère que le taux d'intérêt des obligations
17 d'Hydro-Québec 5 ans, majoré des frais de garantie et d'émission tel que
18 mentionné à la référence (iii), ne reflète pas adéquatement la durée réelle de
19 financement de cet actif réglementaire. Par conséquent, le coût moyen de la
20 dette proposé, qui tient compte du financement à long terme d'Hydro-Québec,
21 est jugé plus représentatif et mieux aligné avec l'horizon de 50 ans,
22 contrairement à la perspective limitée à 5 ans de la référence (iii).

STRATÉGIE TARIFAIRE – MECANISME DE LISSAGE

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 6, Tableau 1;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 12 et 13, Tableaux 6, 7, 8 et 9 ;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 10, Tableau A-1.

Préambule :

(i) « Le tableau 1 montre l'effet du mécanisme de lissage des hausses tarifaires sur le cycle tarifaire 2026-2028. »;

(ii) « Les tarifs G, M, LG et L au 1er avril des années 2026, 2027 et 2028, de même que les écarts par rapport aux tarifs en vigueur l'année précédente, sont présentés aux tableaux 6 à 9. »;

(iii) Les revenus additionnels, requis incluant le mécanisme de lissage au 1^{er} avril 2026, 2027 et 2028, sont présentés au tableau A-1.

¹ Voir [D-2025-033](#), paragraphe 94.

Demandes :

2.1. Veuillez commenter les résultats affichés à la colonne 6 du Tableau 1 de la référence (i) et justifier l'écart dans les revenus additionnels requis de 20,1 M\$ provenant de l'application du mécanisme de lissage.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 26.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2.**

2.2. Veuillez reproduire le Tableau 1 (référence (i)) selon un scénario pour lequel il n'y aurait pas d'écarts de revenus additionnels requis ajustés (20,1 M\$) avant et après lissage.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 26.2 de la demande de renseignements n° 2 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2.**

2.3. Veuillez reproduire les tableaux 6, 7, 8 et 9 (référence (ii)) et A-1 (référence (iii)) sans la mise en application du mécanisme de lissage des tarifs généraux et industriel.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 26.3 de la demande de renseignements n° 2 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2.**

2.4. Dans l'hypothèse incluant la hausse de 3 % du tarif domestique, veuillez détailler l'impact sur le revenu additionnel requis d'une variation globale des ventes de ± 1 % sur l'écart avec et sans lissage tel que présenté à la colonne 6 du Tableau 1, (référence(i)) :

2.4.1 Si la variation se réalise en 2026 ;

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 26.4.1 de la demande de renseignements n° 2 de**
8 **la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2.**

2.4.2 Si la variation se réalise en 2027 ;

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 26.4.2 de la demande de renseignements n° 2 de**
10 **la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2.**

2.4.3 Si la variation se réalise en 2028.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 26.4.3 de la demande de renseignements n° 2 de**
2 **la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2.**

STRATEGIE TARIFAIRE – HAUSSE TARIFAIRE

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 8, lignes 4 à 13 ;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 27, Figure B-2;
 - (iii) Dossier R-3579-2005, pièce [B-25](#), p. 21.

Préambule :

(i) « La hausse tarifaire fixe de 4,0 % est composée de l'effet de l'inflation de 2,1 % et de besoins additionnels requis nets de l'efficience de 1,9 % afin de répondre aux grandes priorités du Plan d'action 2035 :

- *Priorité 1 – Améliorer la qualité du service, dont l'engagement d'Hydro-Québec de réduire le nombre de pannes de 35 % (+ 1,1 %);*
- *Priorité 2 – Mieux consommer, en permettant à toutes les clientèles de disposer des outils pour passer à l'action (+ 0,5 %);*
- *Priorité 3 – Augmenter la production d'électricité, requérant des travaux en transport et en distribution afin de décarboner et d'assurer la prospérité économique du Québec 13 (+ 0,3 %). »;*

(ii) L'évolution des tarifs et des prix à la consommation pour la période 1998-2028 sont présentés à la figure B-2.

(iii)

TABLEAU 3

**INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD¹
(AVRIL 2005)**

	Clients résidentiels (1 000 kWh)	Clients de petite puissance (40 kW - 10 000 kWh)	Clients de moyenne puissance (1 000 kW - 400 000 kWh)	Clients de grande puissance (5 000 kW - 3 060 000 kWh)
Villes canadiennes				
- Montréal	100	100	100	100
- Toronto	175	135	163	216
- Winnipeg	99	77	74	82
- Edmonton	140	115	120	147
- Vancouver	101	88	76	99
Villes américaines				
- New York	320	265	273	340
- Boston	285	243	253	322
- Chicago	149	148	139	168
- Portland	125	101	90	111
- Seattle	136	91	107	160

Note 1 : Prix calculés en dollars canadiens et excluant toutes taxes de vente

Demandes :

2.5. Veuillez détailler la méthodologie du calcul établissant l'élément d'effet de l'inflation de 2,1 % tel que précisé à la référence (i).

Réponse :

1 **Afin d'établir l'effet de l'inflation de 2,1 % dans la composition de la hausse**
 2 **tarifaire, le Distributeur a pris en considération les éléments suivants :**

- 3 • **Une indexation annuelle de 2 % appliquée à l'électricité patrimoniale**
 4 **pour chaque année du cycle tarifaire, conformément aux dispositions**
 5 **de la *Loi sur la gouvernance responsable*² ;**
- 6 • **L'inflation et l'indexation de 2,7 % des coûts directs des activités de la**
 7 **chaîne de valeur et de soutien tel que présenté à la pièce HQT-D-4,**
 8 **Document 1 ([B-0011](#)) du dossier R-4305-2025. Une estimation a été**
 9 **effectuée pour déterminer la part attribuable aux unités réglementées³ ;**
- 10 • **L'indexation des prix en lien avec les approvisionnements en électricité**
 11 **postpatrimoniale.**

² [Article 160.](#)

³ Voir R-4305-2025, Argumentation du Transporteur et du Distributeur ([B-0051](#)), paragraphe 167, p. 44.

2.6. Veuillez fournir la valeur, en terme absolu (\$), de chacune des priorités associées aux besoins additionnels requis nets de l'efficacité (référence(i)). Veuillez détailler les projets associés à chacune de ces priorités ainsi que leur valeur.

Réponse :

1 Le Distributeur présente, au tableau R-2.6, la valeur de chacune des priorités
 2 associées aux besoins additionnels requis nets de l'efficacité dans la
 3 composition de la hausse tarifaire.

4 L'écart exprimé en millions de dollars (M\$) correspond à la différence entre les
 5 revenus requis pour deux années consécutives, et constitue ainsi une mesure
 6 de l'impact sur la hausse tarifaire.

Tableau R-2.6
Impact sur la hausse tarifaire
des besoins additionnels requis nets de l'efficacité

	Besoins additionnels pour répondre aux grandes priorités du Plan d'action 2035	2026 (1)	2027 (2)	2028 (3)	Moyenne 2026-2028 (4)
1	Priorité 1 - Améliorer la qualité du service	1,3%	1,2%	0,9%	1,1%
2	<i>Écart en M\$</i>	180	172	145	
3	Priorité 2 - Mieux consommer	0,7%	0,4%	0,4%	0,5%
4	<i>Écart en M\$</i>	103	58	66	
5	Priorité 3 - Augmenter la production d'électricité	-1,0%	0,8%	1,0%	0,3%
6	<i>Écart en M\$</i>	(144)	114	162	
7		1,0%	2,3%	2,4%	1,9%

7 Les montants associés à chacune des priorités englobent à la fois les coûts
 8 engagés par le Distributeur et ceux inclus dans la charge locale du
 9 Transporteur.

10 **Priorité 1 :**

- 11 • Comprend essentiellement les coûts liés aux actifs existants et aux
 12 nouvelles mises en service visant la pérennité des actifs du Distributeur⁴
 13 et du Transporteur⁵. Ce sont les catégories d'investissements
 14 suivantes : maintien des actifs, amélioration de la qualité et respect des
 15 exigences ;

⁴ Détail aux tableaux 20, 21 et 22 de la pièce HQD-4, document 1 ([B-0013](#)).

⁵ Détail au tableau 7 de la pièce HQT-2, Document 1 ([B-0005](#)) et, pour les projets dont le coût est supérieur à 10 M\$, aux tableaux A2-18, A2-19 et A2-20 de la pièce HQT-4, Document 1 ([B-0012](#)), dossier R-4306-2025.

- 1 • Inclut les coûts associés aux projets majeurs liés à la pérennité, dont le
2 projet IMA 2.0 – pérennité du parc⁶.

3 **Priorité 2 :**

- 4 • Englobe les coûts liés à la mise en œuvre des programmes d'efficacité
5 énergétique et de gestion de la demande de puissance⁷, ce qui inclut,
6 d'une part, l'impact sur les revenus requis et d'autre part, les coûts
7 d'approvisionnement associés à la gestion de la demande de puissance.

8 **Priorité 3 :**

- 9 • Comprend principalement les coûts associés aux mises en service des
10 projets en croissance du Distributeur⁸ et du Transporteur⁹ ;
11 • Inclut la croissance du volume des ventes pour répondre à la demande¹⁰
12 nette des achats d'électricité associés.

13 Les besoins additionnels des charges d'exploitation, ainsi que les priorités
14 auxquelles ils se rapportent, sont décrits dans la pièce HQTD-4,
15 Document 1 (B-0011) du dossier R-4305-2025 et font partie intégrante des
16 priorités ci haut.

2.7. Veuillez amender la figure B-2, présentée à la référence (ii), en y ajoutant le suivi de l'agrégat énergie de l'IPC Canada et le poids de l'Agrégat dans le panier d'IPC pour chaque année selon les données de Statistique Canada.

Réponse :

17 Le Distributeur présente à la figure R-2.7 l'évolution de l'IPC Canada et
18 l'Agrégat-Énergie, de 1998 à 2024, selon les données de Statistiques Canada.

19 Étant donné la volatilité de l'Agrégat-Énergie durant cette période (de -13 % en
20 2009 à + 23 % en 2023) ainsi que sa forte croissance (l'indice est à 254 en 2024),
21 l'inclure dans la figure B-2 présentée à la référence (ii) aurait modifié les
22 échelles des axes et rendu le graphique plus difficile à comprendre.

23 De plus, dans la figure B-2 présentée à la référence (ii), une prévision de l'IPC
24 après 2024 complétait le graphique et le tableau. Compte tenu de la volatilité de
25 l'Agrégat-Énergie qui est observée dans la figure R-2.7, le Distributeur ne
26 présente pas de prévision de cet élément. Aussi, l'évolution du poids de

⁶ Présentés au tableau A-21 de la pièce HQD-4, document 1 ([B-0013](#)).

⁷ Présentés à la pièce HQD-2, document 2.2 ([B-0044](#)).

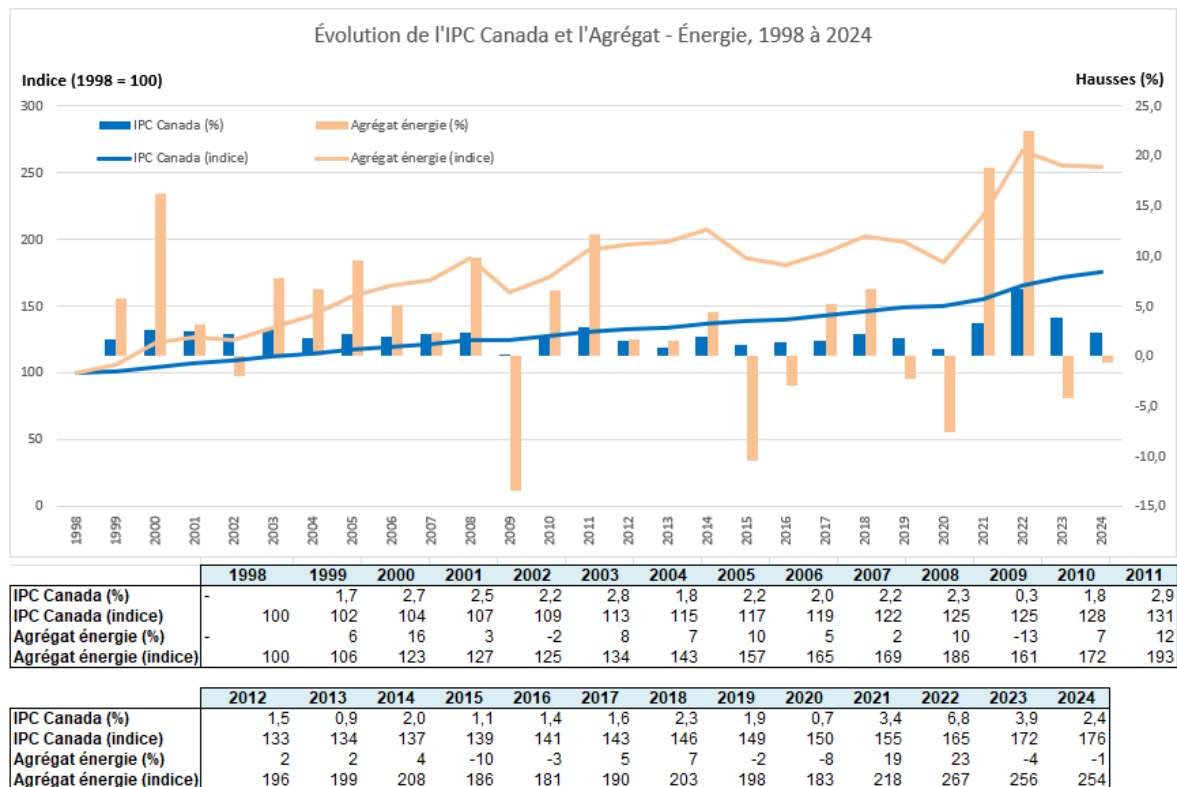
⁸ Détail au tableau 23 de la pièce HQD-4, document 1 ([B-0013](#)).

⁹ Détail au tableau 7 de la pièce HQT-2, Document 1 ([B-0005](#)) et, pour les projets dont le coût est supérieur à 10 M\$, aux tableaux A2-18, A2-19 et A2-20 de la pièce HQT-4, Document 1 ([B-0012](#)), dossier R-4306-2025.

¹⁰ Présenté à la pièce HQD-3, document 2 ([B-0011](#)).

- 1 **l'Agrégat dans le calcul de l'IPC n'est pas une donnée à laquelle le Distributeur**
 2 **a accès.**

Figure R-2.7
Évolution de l'IPC Canada et l'Agrégat-Énergie, 1998 à 2024



- 2.8. Veuillez présenter un tableau indiciel comparant les prix actuels de l'électricité des clients résidentiels, de petite puissance, de moyenne puissance et de grande puissance pour les juridictions américaines et canadiennes, tel que présenté référence (iii).

Réponse :

- 3 **Le Distributeur présente au tableau R-2.8 les indices comparatifs des prix de**
 4 **l'électricité en Amérique du Nord au 1^{er} avril 2024, lesquels sont présentés dans**
 5 **le document « [2024 Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes](#)**
 6 **[villes nord-américaines](#) ». La version 2025 sera publiée prochainement.**

Tableau R-2.8
Indices comparatifs des prix de l'électricité en Amérique du Nord – Année 2024

	Clients résidentiels 1 000 kWh	Clients de petite puissance 40 kW 10 000 kWh	Clients de moyenne puissance 1 000 kW 400 000 kWh	Clients de grande puissance 5 000 kW 3 060 000 kWh
Villes canadiennes				
Montréal, QC	100	100	100	100
Calgary, AB	288	153	144	182
Charlottetown, PE	238	170	180	192
Edmonton, AB	298	189	162	230
Halifax, NS	242	158	169	221
Moncton, NB	202	140	154	171
Ottawa, ON	177	121	152	193
Regina, SK	222	132	138	167
St. John's, NL	182	117	119	178
Toronto, ON	187	127	176	190
Vancouver, BC	150	105	100	142
Winnipeg, MB	131	83	84	105
Villes américaines				
Boston, MA	588	396	337	449
Chicago, IL	290	185	145	199
Detroit, MI	345	178	151	181
Houston, TX	201	152	174	240
Miami, FL	212	140	142	192
Nashville, TN	222	153	160	220
New York, NY	722	374	348	371
Portland, OR	256	149	156	205
San Francisco, CA	747	483	461	461
Seattle, WA	240	139	152	231

Prix calculés en dollars canadiens et excluant toutes les taxes de vente

STRATÉGIE TARIFAIRE – IMPACTS SUR LES PERSONNES À FAIBLE REVENU

3. **Références :**
- (i) [Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives](#), p.18;
 - (ii) Pièce [B-0021](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0008](#), p. 5, note 1;
 - (iv) Pièce [B-0006](#), p. 6, lignes 1 à 7;
 - (v) Pièce [B-0006](#), p. 16, lignes 10 et 11 et note 8 et p. 17, lignes 13 à 17;
 - (vi) Pièce [B-0006](#), p. 29, Tableau B-2;
 - (vii) Pièce [B-0061](#), p. 48 à 79.

Préambule :

(i) « 48.2. Pour l'application des articles 48 et 48.1, le distributeur d'électricité et un distributeur de gaz naturel doivent fournir à la Régie un document présentant les impacts d'une hausse tarifaire sur les personnes à faible revenu. »

(ii) « ménage à faible revenu : famille ou personne seule dont le revenu brut est inférieur au seuil établi dans les ententes de recouvrement personnalisées d'Hydro-Québec, notamment basé sur le seuil de faible revenu canadien de Statistiques Canada, en fonction de tous les ménages de même taille. »

(iii) Note 1 « Le Distributeur retient les mêmes critères de classification de la clientèle MFR que ceux définis par Statistique Canada :
(https://www23.statcan.gc.ca/imdb/p3Var_f.pl?Function=DEC&Id=252164).

(iv) « Le Distributeur propose d'appliquer les hausses pour les années 2026, 2027 et 2028 sur les prix de l'énergie et de puissance lorsqu'applicable, afin d'allouer la hausse aux composantes du tarif sur lesquelles les consommateurs peuvent agir et ainsi encourager les clients domestiques à revoir leur consommation, en cohérence avec le contexte de transition énergétique. Quant aux frais d'accès, il est proposé de maintenir leur prix au niveau de celui du 1er avril 2025, protégeant ainsi les petits consommateurs et par le fait même les ménages à faible revenu (MFR). » [nous soulignons]

(v) « 4.1.4. Critères d'admissibilité et règles de transfert

Le tarif s'appliquera, à l'exception des clients considérés MFR⁸, à l'ensemble de la clientèle domestique dont la consommation atteindrait le seuil annuel de 50 000 kWh. Ménages à faible revenu

...

⁸ 5 % de l'échantillon du sondage « Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel - Édition 2025 », volet surconsommateurs.

...

Le Distributeur propose d'exclure les MFR du tarif DS. Actuellement, les MFR sont identifiés selon un processus d'autodéclaration qui sert notamment à la gestion du processus de recouvrement. Ce même mécanisme sera adapté afin d'identifier les clients concernés et éligibles à l'exemption du tarif DS. Par le fait même, ces derniers seront guidés vers différentes mesures ou programmes qui peuvent les aider à réduire leur consommation. »

(vi) Le tableau B-2 présente l'impact de la hausse tarifaire proposée sur la facture mensuelle d'un client au tarif D selon différents niveaux de consommation;

(vii) Rapport « Évolution de certains usages de l'électricité et de la diffusion d'objets technologiques – Édition 2025 – Les surconsommateurs ».

Demandes :

3.1. Veuillez déposer le document, requis par l'article 48.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (référence (i)), présentant les impacts de la proposition de hausse tarifaire sur les personnes à faible revenu.

Réponse :

1 **L'information demandée sur les impacts de la hausse tarifaire proposée sur les**
2 **personnes à faible revenu est présentée aux tableaux 3, 4 et 5 de la pièce**
3 **HQD-2, Document 2.1 ([B-0006](#)).**

3.2. Veuillez commenter l'adéquation de la définition proposée à la référence (ii), tenant compte des références (iii) et (v), et le libellé de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (référence (i)).

Réponse :

4 **La définition de ménage à faible revenu en référence (ii) est cohérente avec celle**
5 **de la référence (iii) étant donné que le Distributeur retient les mêmes critères**
6 **de classification de la clientèle MFR que ceux définis par Statistique Canada et**
7 **celle de la référence (v) excluant les clients MFR de l'application du tarif pour**
8 **les surconsommateurs. Par rapport à la référence (i), le Distributeur réfère la**
9 **Régie à la réponse à la question 3.1.**

10 **Par ailleurs, le Distributeur précise que pour bénéficier des ententes**
11 **admissibles aux clients MFR, un client doit fournir une preuve de ses revenus**
12 **conformes aux seuils définis par le Distributeur, lesquels sont basés sur ceux**
13 **de Statistique Canada. Ainsi, un client MFR disposant déjà d'une entente**
14 **personnalisée admissible aux clients MFR sera identifié ainsi et exclu de**
15 **l'application d'un tarif pour les surconsommateurs. Les clients MFR qui n'ont**
16 **pas d'entente personnalisée pourront utiliser le processus actuel de preuve de**
17 **revenus et de taille du ménage afin d'être exemptés de l'application du tarif pour**
18 **les surconsommateurs.**

3.3. Veuillez détailler les critères utilisés dans l'établissement des ententes de recouvrement personnalisées d'Hydro-Québec (référence (ii)) qui serviront à exclure les MFR de l'application du tarif DS.

Réponse :

1 **Le Distributeur utilise la taille des ménages ainsi que des seuils de revenus**
 2 **basés sur ceux de Statistique Canada dans ses ententes de recouvrement**
 3 **personnalisées. Ces derniers évoluent dans le temps et donc les ententes de**
 4 **recouvrement du Distributeur également.**

3.4. Selon les profils moyens de consommation des petits consommateurs et des MFR, veuillez reproduire le tableau B-2 et détailler en pourcentage l'impact relatif sur la facture mensuelle, du maintien du frais d'accès au niveau de celui du 1^{er} avril 2025, (références (iv) et (vi)).

Réponse :

5 **Le Distributeur présente au tableau R-3.4 l'information demandée.**

Tableau R-3.4
Exemples de calcul de factures mensuelles
Pour des consommations types – tarif D

	kWh	625	750	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2025)								
Redevance	\$	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85
Énergie								
1 ^{re} tranche	\$	43,16	51,79	69,05	82,86	82,86	82,86	82,86
2 ^e tranche	\$	-	-	-	85,22	191,74	298,26	404,78
Total	\$	57,00	65,63	82,90	181,92	288,44	394,96	501,48
	c/kWh	9,12	8,75	8,29	9,10	9,61	9,87	10,03
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2026)								
Redevance	\$	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85
Énergie								
1 ^{re} tranche	\$	44,62	53,54	71,39	85,67	85,67	85,67	85,67
2 ^e tranche	\$	-	-	-	88,10	198,22	308,34	418,46
Total	\$	58,46	67,39	85,24	187,61	297,73	407,85	517,97
	c/kWh	9,35	8,99	8,52	9,38	9,92	10,20	10,36
Écart								
Redevance	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Énergie								
1 ^{re} tranche	%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
2 ^e tranche	%	-	-	-	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%

3.5. Veuillez commenter l'utilisation de la consommation par ménage comme base de détermination des surconsommateurs dans le sondage, (référence (vii)), et la proposition de tarif DS du Distributeur (référence (v)).

Réponse :

1 Le sondage ne visait pas à déterminer ce que constitue un surconsommateur,
2 puisqu'il a été décidé d'emblée de regrouper dans cette catégorie les clients
3 dont la consommation annuelle atteint 50 MWh. L'exercice avait plutôt comme
4 objectif de tracer un portrait de ces clients et sous quels aspects ils se
5 distinguent du reste de la clientèle.

6 Aux fins du sondage, le Distributeur a interrogé les répondants quant à leur
7 consommation d'électricité à leur résidence principale. Cette consommation ne
8 vise pas l'ensemble des lieux de consommation du ménage, si tant est qu'il y
9 en ait plusieurs.

10 Le Distributeur rappelle que les tarifs d'électricité visent des abonnements
11 associés à des lieux de consommation. Leur application se fait indistinctement
12 de la nature de ce lieu de consommation (résidence principale ou secondaire),
13 l'âge des bâtiments ou des plus récentes rénovations, celui des résidents ou
14 encore tout autre facteur tel que le nombre d'occupants ou la localisation
15 géographique.

16 Pour la même raison, un regroupement de factures n'est pas envisagé. Un client
17 peut être titulaire de plusieurs abonnements, sans que ceux-ci ne visent des
18 lieux de consommation qu'il occupe personnellement.

3.6. Veuillez commenter l'absence de cueillette de données touchant la consommation des résidences secondaires (référence (vii)) lors de la réalisation du sondage.

Réponse :

19 **Voir la réponse à la question 3.5.**

3.7. Veuillez commenter l'absence de cueillette de données touchant l'âge des résidences (référence (vii)) lors de la réalisation du sondage.

Réponse :

20 **Voir la réponse à la question 3.5.**

3.8. Veuillez commenter l'absence de regroupement des factures d'un client domestique dans la proposition de tarif DS, (référence (v)) pour l'établissement de la consommation.

Réponse :

21 **Voir la réponse à la question 3.5.**

3.9. Veuillez commenter le traitement prévu de la clientèle, de 65 ans et plus, dans la proposition de tarif DS, (référence (v)).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.5.**

**STRATÉGIE TARIFAIRE – NOUVEAU TARIF POUR LES SURCONSOMMATEURS DE LA
CLIENTELE DOMESTIQUE**

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p.7, Tableau 2 ;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p.14, lignes 4 à 8 ;
 - (iii) Pièce [B-0006](#), p.15, lignes 18 et 19 et p. 16, lignes 1 à 7 et Tableaux 11 et 12.

Préambule :

(i) Le tableau 2 présente les composantes des différents tarifs domestiques au 1^{er} avril des années 2026, 2027 et 2028.

(ii) « *Au cours des dernières années, le Distributeur a observé une hausse des demandes d'alimentation pour des installations électriques dont l'intensité nominale du coffret de branchement principal est de plus de 200 ampères (A). Ce constat s'ajoute à la croissance constante et significative de la superficie de plancher des logements au Québec notée depuis quelques années.* » ;

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

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

Les tableaux 11 et 12 présentent les composantes du tarif DS au 1^{er} avril des années 2027 et 2028.

Demandes :

- 4.1. Veuillez valider l'intitulé et les valeurs inscrites du Tableau 2 (référence(i)) concernant les seuils de 1^{re} et 2^e tranche au Tarif DS.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme les intitulés et les valeurs inscrites au tableau. À des**
2 **fins de compréhension, il précise que ces seuils représentent des volumes de**
3 **consommation distincts, c'est-à-dire qu'un abonnement au tarif DS disposerait**
4 **de 40 kWh par jour par période de facturation en 1^{re} tranche, et de 95 kWh**
5 **additionnels en 2^e tranche pour la même période, suite à quoi, au-delà du seuil**
6 **cumulatif de 135 kWh, sa consommation serait facturée au prix de la 3^e tranche.**

4.2. Veuillez justifier la proposition d'ajouter un tarif particulier, le tarif DS, plutôt que d'inclure directement une 3^e tranche au tarif D.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 23.5 de la demande de renseignements n° 2 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-8, Document 1.2.**

4.3. Veuillez fournir le nombre de demandes d'alimentation observé au cours des dernières années pour des installations électriques où la puissance nominale est de plus de 200 ampères (A) (référence (ii)).

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 13.5 de la demande de renseignements n° 7 de la**
10 **Régie à la pièce HQTD-13, Document 1.1 dans le dossier R-4270-2024 ([B-0431](#)).**

4.4. Veuillez fournir le coût d'approvisionnement moyen marginal d'un coffret de branchement principal supplémentaire de plus de 200 ampères (A) et d'un coffret supplémentaire de moins de 200 ampères (A) (référence (ii)).

Réponse :

11 **D'emblée, le Distributeur souligne qu'il ne reconnaît pas le concept du « coût**
12 **d'approvisionnement moyen marginal » ou « marginal mensuel moyen ».**
13 **Notamment, les notions de coûts marginal et moyen sont mutuellement**
14 **exclusives.**

15 **Par ailleurs, le coût moyen ou marginal d'approvisionnement n'est pas lié à la**
16 **taille du coffret de branchement mais à la consommation du client. Le**
17 **Distributeur a invoqué cet élément non pas comme un facteur inductif du coût**
18 **d'approvisionnement, mais bien comme une illustration de la croissance de la**
19 **taille des installations électriques.**

4.5. Veuillez détailler les critères économiques ayant mené à la sélection du seuil de consommation annuelle de 50 000 kWh.

Réponse :

1 **Le seuil de 50 000 kWh n'est pas le fruit d'une analyse économique. Le**
2 **Distributeur juge que ce seuil, équivalant au triple de la consommation**
3 **moyenne des clients domestiques, est adéquat et permet de ne cibler que les**
4 **clients les plus énergivores.**

4.6. Veuillez déposer une étude de sensibilité au prix et les prévisions de réduction de la consommation et de la demande de pointe de la clientèle visée par le tarif DS (référence (iii)) pour les années 2027-2028 en distinguant les clients résidentiels des clients agricoles.

Réponse :

5 **Le Distributeur ne dispose pas d'une telle étude. Voir également la réponse à la**
6 **question 23.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce**
7 **HQD-8, Document 1.2.**

4.7. Veuillez déposer le coût d'approvisionnement marginal mensuel moyen du kWh supplémentaire selon les paliers de consommation présentés au Tableau 10 en y ajoutant les paliers de 0 à 50 000 kWh par tranche de 10 000 kWh.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 4.4 concernant le concept du « coût**
9 **d'approvisionnement marginal mensuel moyen ».**

10 **Le coût d'approvisionnement marginal n'est pas influencé par le niveau de**
11 **consommation d'un client. Il dépend des coûts évités, lesquels sont les mêmes**
12 **pour tous les clients.**

4.8. Veuillez commenter l'alternative à la proposition de tarif DS ajoutant une modulation saisonnière, soit une hausse du tarif en période hivernale, des tarifs des kWh consommés à l'intervalle *Prix du reste des kWh* tel que présenté aux Tableaux 11 et 12 de la référence (iii).

Réponse :

13 **Comme déjà mentionné, le Distributeur a choisi d'établir un seuil annuel, et non**
14 **saisonnier, en ce qui a trait à l'application du tarif DS. Il ne souhaite pas faire**
15 **de distinction quant à la saisonnalité de cette consommation. Le Distributeur**
16 **souligne d'ailleurs que si la consommation moyenne d'un client est plus**
17 **importante en hiver qu'en été, davantage de kWh seront facturés au 3^e palier au**
18 **cours de cette saison.**

1 **Enfin, le Distributeur considère que la simplicité du message est assurée par**
2 **l’entremise de prix constants durant l’année, simplicité qu’il cherche à**
3 **maintenir dans le cas de tarifs non optionnels.**

4.9. Veuillez détailler comment le Distributeur s’assurera qu’un client assujéti à la facturation du tarif DS, comprendra l’application dudit tarif à la première année et, le cas échéant, lors de son renouvellement les années subséquentes.

Réponse :

4 **Comme dans le cas de tout changement de tarif déclenché par le Distributeur**
5 **(passage du tarif D au tarif DP ou du tarif G au tarif M, par exemple), celui-ci**
6 **s’assura de communiquer proactivement avec la clientèle concernée en**
7 **utilisant tous les leviers à sa disposition.**

**APPROVISIONNEMENT - COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS DE COURT TERME FOURNIS
PAR HYDRO-QUEBEC**

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p. 11, lignes 3 à 10;
 - (ii) Pièce [B-0027](#), p. 11, lignes 21 à 26;
 - (iii) Pièce [B-0027](#), p. 12, lignes 1 à 5 et 8 à 10.

Préambule :

(i) « Pour la première tranche de 1 à 600 MW, le prix correspondra à celui du prix de marché observé pour cette heure au point d’interconnexion avec l’Ontario. Pour les 1 000 MW subséquents, le prix de marché observé pour cette heure au point d’interconnexion de New York sera utilisé. Au-delà de ces quantités, c’est le prix de marché observé pour cette heure au point d’interconnexion de la Nouvelle-Angleterre qui s’appliquera. Les frais afférents applicables seront aussi comptabilisés dans les coûts de chacun des marchés (frais de sortie, frais de transactions et GES). Si des changements structurels dans les prix entre les différents marchés survenaient, le Distributeur pourra ajuster cette séquence afin d’en tenir compte. »

(ii) « Ainsi, bien que des besoins d’importation subsisteront pour pallier aux aléas de court terme afin d’équilibrer le bilan offre-demande de la zone de réglage, le coût spécifique de ces transactions ne sera pas inclus aux coûts d’approvisionnement pour alimenter la clientèle du Distributeur. Le coût des approvisionnements de court terme associé aux besoins de la clientèle du Distributeur sera plutôt déterminé selon la formule de prix de référence présentée au paragraphe précédent. »

(iii) « Pour établir le prix de référence de la puissance de court terme, le Distributeur se réfère à son expertise des huit dernières années dans les appels d’offres pour des produits de puissance et à l’expertise du Parquet de transactions d’Hydro-Québec. Pour l’hiver 2025-2026,

le prix de référence sera celui du mois requis du marché de New York pour la région « reste de l'état (Rest of state) » bonifié de 25 %.

...

À partir de l'hiver 2026-2027, le prix de référence pour les approvisionnements en puissance de court terme du Distributeur sera celui des encans mensuels pour le mois requis du marché de New York pour la région de la ville de New York (zone J NYC). »

Demandes :

- 5.1. Le Distributeur indique que les coûts des transactions d'importation en énergie, nécessaires afin de pallier les aléas de court terme, ne seront pas intégrés aux coûts d'approvisionnement pour alimenter la clientèle du Distributeur, référence (ii). Veuillez préciser comment seront intégrés les écarts réels de volumes provenant des coûts reliés aux variations des achats de court terme par rapport aux prévisions issues de la formule de référence.

Réponse :

1 **Comme le permet la Loi 24, Hydro-Québec répondra désormais à tous les**
2 **besoins de court terme du Distributeur tant en énergie qu'en puissance. Il n'y a**
3 **donc plus lieu de référer directement à des transactions d'importation en**
4 **énergie et aux coûts pouvant y être associées dans les coûts**
5 **d'approvisionnement du Distributeur.**

6 **Il s'agira désormais pour le Distributeur de comptabiliser l'écart entre les coûts**
7 **des approvisionnements de court terme calculés à partir des données**
8 **prévisionnelles du cycle tarifaire et ceux résultants des données réelles de**
9 **chacune de ces années et ce, selon la même formule de prix décrite à la section**
10 **3 de la pièce HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)).**

11 **Sans présumer des modalités précises qui seront déposées ultérieurement**
12 **quant au mécanisme de traitement des surplus ou des manques à gagner¹¹,**
13 **conformément à l'article 52.3 de la LRÉ, l'écart global, comptabilisé sur**
14 **l'ensemble du cycle tarifaire, reflétera la formule applicable aux**
15 **approvisionnements de court terme.**

- 5.2. Le Distributeur spécifie que les coûts des transactions d'importation en puissance seront établis en utilisant des prix de référence, références (i) et (iii). Veuillez préciser comment seront intégrés les écarts réels provenant des coûts unitaires d'importation de puissance par rapport aux prévisions issues de la formule de référence.

¹¹ Voir la réponse d'HQTD à la question 1.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQTD-5, Document 2.1 ([B-0018](#)), dossier R-4305-2025.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 5.1.