

**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'allégement 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).
- 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.

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.

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.
- 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.
- 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.
- 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 ;
 - 2.4.2 Si la variation se réalise en 2027 ;
 - 2.4.3 Si la variation se réalise en 2028.

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).
- 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.
- 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.
- 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).

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

- 3.7 Veuillez commenter l'absence de cueillette de données touchant l'âge des résidences (référence (vii)) lors de la réalisation du sondage.
- 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.
- 3.9 Veuillez commenter le traitement prévu de la clientèle, de 65 ans et plus, dans la proposition de tarif DS, (référence (v)).

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.
- 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.
- 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)).
- 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)).
- 4.5 Veuillez détailler les critères économiques ayant mené à la sélection du seuil de consommation annuelle de 50 000 kWh.
- 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.
- 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.
- 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).
- 4.9 Veuillez détailler comment le Distributeur s'assurera qu'un client assujetti 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.

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.

- 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.