

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE L'AQCIE ET DU CIFQ AU DISTRIBUTEUR

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

- 1. Références :** (i) Pièce B-0027, page 12, Tableau 5;
 (ii) Pièce B-0027, p. 9, Tableau 3.

Préambule :

L'AQCIE-CIFQ reprend l'information fournie à la référence (i) en y ajoutant le prix unitaire de l'énergie.

On peut constater que le prix unitaire du scénario Historique Réel est inférieur au prix unitaire du scénario Historique selon méthode et formule proposées, sauf pour les années 2022 et 2023.

Tableau 5 Coût historique réel des activités de court terme et coût avec la méthode et la formule proposées appliquées à la demande historique													
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Historique Réel	TWh	2,7	3,1	3,4	0,1	0,5	0,9	2,1	0,2	0,5	5	1,1	0,6
	M\$	174,9	528,2	290,7	31,1	64,6	83,1	108,1	10,4	22,6	472,9	102,4	42,9
	\$/MWh	64,8	170,4	85,5	311,0	129,2	92,3	51,5	52,0	45,2	94,6	93,1	71,5
Historique selon méthode et formule proposée	TWh	2,2	2,6	2,6	0	0,5	0,4	1,7		0,1	4,2	0,3	0,3
	M\$	121,8	278,9	169,5	2,3	22,2	22,2	74,3	1,8	4,7	454,9	46,3	19
	\$/MWh	55,4	107,3	65,2		44,4	55,5	43,7		47,0	108,3	154,3	63,3
Écart d'énergie	TWh	-0,5	-0,5	-0,8	-0,1	0	-0,5	-0,4	-0,2	-0,4	-0,8	-0,8	-0,3

L'AQCIE-CIFQ observe également que les données de l'année 2024 de la référence (i), soit des achats de court terme de 0,6 TWh à un coût total de 42,9 M\$ et un coût moyen de 71,5 \$/MWh, ne sont pas les mêmes que celles de la référence (ii) pour cette même année, soit des achats sur les marchés de court terme de 0,5 TWh à un coût de 36,8M\$ et un coût moyen de 79,3\$/MWh.

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer le prix unitaire de l'énergie plus élevé selon la méthode et formule proposées pour les années 2022 et 2023.
- 1.2 Veuillez indiquer si cette situation peut se reproduire dans l'avenir.
- 1.3 Pour chacune des années veuillez fournir la quantité d'énergie patrimoniale inutilisée selon l'Historique réel et la quantité d'énergie patrimoniale qui aurait été inutilisée selon l'Historique selon la méthode et formule proposées.
- 1.4 Veuillez fournir le détail des hypothèses et des données qui ont permis d'obtenir les résultats présentés selon l'Historique selon la méthode et formule proposées.
- 1.5 Veuillez expliquer pourquoi à la référence (ii), lorsqu'on divise le coût des approvisionnements de l'année 2024 pour les achats d'énergie postpatrimoniale court terme sur les marchés de court terme (36,8 M\$) par la quantité d'énergie correspondante (0,5 TWh), on obtient un coût unitaire de 73,6 \$/MWh alors qu'un coût unitaire de 79,3 \$/MWh est inscrit à cet égard à ladite référence (ii).
- 1.6 Veuillez concilier les données relatives au coût historique réel des activités de court terme de la référence (i) et celles à la référence (ii), pour l'année 2024.

- 2. Référence :**
- (i) Pièce B-0027, pages 10 et 11
 - (ii) Dossier R-4306-2025, pièce B-0011, page 41
 - (iii) Dossier R-4306-2025, pièce B-0036, page 4
 - (iv) Dossier R-4306-2025, B-0005, page 13

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur présente l'information suivante :

« Pour établir les prix de référence des approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec, le Distributeur se réfère à ses activités de transactions énergétiques de court terme des 20 dernières années pour établir une formule de prix de référence, en fonction des volumes requis, de la capacité aux interconnexions et des prix historiques observés sur les marchés.

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.

À titre informatif, le tableau 4 présente les prix historiques observés dans les dernières années sur les trois marchés de référence.

Tableau 4
Prix moyen d'hiver selon le marché en \$ CA/MWh
(inclut frais de sortie et de courtage)

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

»

(Nous soulignons)

Tel qu'indiqué dans le titre du Tableau 4, les prix de ce Tableau incluent des frais de sortie et de courtage.

Selon la référence (ii), il est prévu que la nouvelle interconnexion avec New York sera mise en service en 2026 et la référence (iii) mentionne *que les équipements qui seront installés sur le réseau de transport sont conçus pour être utilisés en mode bidirectionnel, afin de permettre leur utilisation en mode livraison ainsi qu'en mode réception*

Par ailleurs, au Tableau 4 de la référence (iv), il est indiqué que la capacité de transfert totale en réception à partir de l'Ontario est de 1965 MW dont 1250 MW par le chemin ON-HQT.

Demandes :

- 2.1** Veuillez indiquer si la limite de capacité de 1000 MW en provenance de New York (référence (i)) sera maintenue à la suite de la mise en service de la nouvelle interconnexion (références (ii) et (iii)). Veuillez expliquer votre réponse.
- 2.2** Veuillez justifier le plafond de 600 MW concernant le marché de l'Ontario (référence (i)).
- 2.3** Étant donné que les approvisionnements de court terme seront fournis par Hydro-Québec, veuillez justifier de faire référence aux activités du Distributeur pour les transactions énergétiques de court terme (référence (i)).

- 2.4 Pour chacun des marchés identifiés au Tableau 4 de la référence (i), veuillez fournir la valeur des frais de sortie et de courtage.
- 2.5 Étant donné que les approvisionnements de court terme seront fournis par Hydro-Québec (référence (i)), veuillez justifier l'inclusion des frais de sortie et de courtage.
- 2.6 Dans la mesure où le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa proposition afin d'établir les coûts des approvisionnements de court terme associés aux besoins de la clientèle dans le cadre du présent dossier, veuillez préciser le processus réglementaire envisagé par le Distributeur pour « ajuster » la « séquence » énoncée à la référence (i) faisant partie de la méthode d'établissement des coûts des approvisionnements de court terme. Veuillez également préciser si ces ajustements sont susceptibles d'affecter les données réelles ou les données projetées à l'occasion du prochain dossier tarifaire.
3. **Référence :** (i) Pièce B-0027, page 9, tableau 3
(ii) Pièce B-0027, page 10

Préambule :

La référence (i) présente le Tableau 3 Coût des approvisionnements en électricité. Dans la section Post Patrimonial court terme, à la rubrique Achat d'énergie *dont achats sur les marchés de court terme*, il est indiqué des coûts unitaires de 100,6 \$/MWh, 93,9 \$/MWh et 92,2 \$/MWh respectivement pour les années 2026, 2027, et 2028.

À la note 1, il est mentionné : *Incluant les frais de couverture et les frais des émissions de gaz à effet de serre.*

Demandes :

- 3.1 Pour chacune des années 2026, 2027 et 2028, veuillez fournir les détails et les données qui permettent d'expliquer et de justifier les valeurs unitaires montrées à la référence (i). Veuillez notamment fournir les marchés de provenance ayant servi de référence pour la détermination du prix des achats d'énergie de court terme.
- 3.2 Pour chacune des années, veuillez fournir la valeur des frais de couverture et des frais d'émission de gaz à effet de serre et fournir les références pertinentes.
- 3.3 Veuillez préciser si ces frais de couverture d'émission de gaz à effet de serre s'ajoutent aux frais de sortie et de courtage mentionnée à la question 2.5.

- 4. Référence :** (i) Dossier R-3939-2015 Contrats d'approvisionnement en électricité
 (ii) Pièce B-0027, page 16

Préambule :

À partir des données de la référence (i) concernant le prix pour la puissance montré aux trois contrats du dossier R-3939-2015, l'AQCIE-CIFQ présente le tableau suivant qui montre le prix de ces contrats indexé à l'année 2025. Le prix moyen pondéré est de 127 556 \$/MW (\$2025).

	MW	\$/MW 2015	\$/MW 2025
HQP-1	100	60 000	73 140
HQP-2	200	105 000	127 994
HQP-3	200	126 600	154 325
		Moyenne pondérée	127 556

La référence (ii) présente le tableau suivant qui montre notamment le prix unitaire pour la puissance et l'énergie proposé pour des approvisionnements à partir de 2027.

Le prix pour la puissance est de 157 110 \$/MW (\$2025).

Tableau C-1
Modalités de l'approvisionnement cyclable fourni par Hydro-Québec

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

Demandes :

4.1 Considérant les références (i) et (ii), pour le nouvel approvisionnement à partir de 2027, veuillez justifier un prix pour la puissance 23% plus élevé que le prix moyen des contrats du dossier R-3939-2015 indexé à l'année 2025.

5. Référence : (i) Pièce B-0027, page 14
(ii) Dossier R-4270-2024, Phase 3, Pièce A-0099, État d'avancement 2024 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, page 48
(iii) B-0027, page 5

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne :

Des analyses additionnelles sont présentement en cours pour déterminer si des changements au service et à l'établissement de son coût sont requis. D'ici la complétion de ces analyses, le Distributeur formule l'hypothèse de la reconduction du SIÉ existant sur l'horizon de la demande tarifaire pour permettre la prise en compte des coûts associés à l'équilibrage de la production éolienne et à la garantie de puissance associée.

De plus, la référence (i) présente le tableau suivant qui spécifie les modalités du service d'intégration éolienne (SIÉ).

Il est notamment indiqué que le SIÉ garantit une puissance de 40% de la capacité installée pour les mois de janvier, février, mars et décembre.

Tableau B-1
Modalités du service d'intégration éolienne fourni par Hydro-Québec

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

La référence (ii) présente le tableau suivant qui montre le coût du SIÉ du 1^{er} septembre 2023 au 31 août 2024. La puissance installée est de 3715,75 MW et selon les modalités du tableau de la référence (i), la puissance garantie est de 1486 MW (3715,75 * 40%).

TABLEAU 8.5 :
COÛT DU SIÉ- 1^{ER} SEPTEMBRE 2023 AU 31 AOÛT 2024

Mois /Année	septembre 2023	octobre 2023	novembre 2023	décembre 2023	janvier 2024	février 2024	mars 2024	avril 2024	mai 2024	juin 2024	juillet 2024	août 2024	Total
Puissance moyenne installée (MW)	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75	3715,75
(Art. 10.1) Coûts des retours d'énergie (\$)	6 439 035	8 871 559	8 587 304	8 871 559	8 871 559	8 299 201	8 859 635	6 439 035	6 653 670	6 439 035	6 653 670	6 653 670	91 648 932
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	156 560	249 975	255 376	340 213	311 557	229 912	297 563	219 399	195 476	209 509	217 490	205 430	2 888 459
(Art. 10.3) Retours d'énergie "Énergie livrée par HQD" (MWh)	802 602	1 105 807	1 071 622	1 105 807	1 105 807	1 034 465	1 104 321	802 602	829 355	803 602	829 355	829 355	11 429 702
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	527 216	860 562	1 038 200	565 486	1 003 350	1 052 918	1 007 443	1 119 062	668 518	627 291	602 329	634 258	10 107 572
Écart (MWh)	275 386	245 245	33 422	140 322	102 457	-18 453	96 878	-316 400	158 838	175 311	227 026	195 096	1 316 130
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQD (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60 752 546
Coût total (\$)	6 595 595	9 121 534	8 852 680	9 211 773	9 183 116	8 529 113	9 157 199	6 658 434	6 849 145	6 648 544	6 871 160	6 859 100	155 285 938

Note: Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQD est payable annuellement suivant la fin de l'année contractuelle.

La référence (iii) présente le nouveau contexte à la suite de la Loi sur la gouvernance responsable :

Les modifications apportées par la Loi sur la gouvernance responsable confèrent à Hydro-Québec la flexibilité nécessaire pour respecter sa mission. Pour ce faire, Hydro-Québec doit assurer par tout moyen les approvisionnements requis pour la satisfaction des marchés québécois excédant l'électricité patrimoniale. Il revient donc au Distributeur de déterminer la stratégie optimale pour atteindre la cible. En parallèle, la Loi sur la gouvernance responsable est venue modifier l'article 2 de la LRÉ en faisant disparaître la présomption permettant des contrats entre Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur ») et le Distributeur, mettant ainsi fin à la séparation fonctionnelle qui existait.

Demandes :

- 5.1** L'AQCIE-CIFQ comprend que la composante Retours d'énergie est celle qui assure la garantie de puissance (référence (i)). Veuillez confirmer la compréhension de l'AQCIE-CIFQ.
- 5.1.1.** Si vous ne confirmez pas, veuillez identifier la composante du prix qui assure la garantie de puissance.
- 5.2** Considérant la référence (ii), veuillez indiquer quel serait le coût du service s'il n'y avait pas de garantie de puissance.
- 5.3** Étant donné le nouveau contexte présenté en référence (iii), soit la disparition de la présomption permettant des contrats entre Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur ») et le Distributeur, mettant ainsi fin à la séparation fonctionnelle qui existait, veuillez justifier le maintien du SIÉ actuel.

- 6. Référence :**
- (i) Dossier R-4270-2024, phase 3, Pièce B-0423, page 12
 - (ii) Pièce B-0028, page 13
 - (iii) Pièce B-0029, page 12
 - (iv) Pièce B-0030, page 12

Préambule :

À la référence (i), on retrouve le tableau 8 intitulé Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement pour l'année 2025, en suivi de la décision D-2025-033.

Cette référence (i) présente notamment les ventes prévues pour l'année 2025 selon les catégories tarifaires.

L'AQCIE-CIFQ constate que les revenus après hausse pour l'année 2025 sont égaux au coût de service de l'année 2025.

Les références (ii), (iii) et (iv) présentent le même type d'information pour les années témoins 2026, 2027 et 2028.

Les références ne présentent pas les ventes prévues pour les années témoins.

L'AQCIE-CIFQ constate que les revenus après hausse sont supérieurs au coût de service pour chacune des années 2026, 2027 et 2028.

Demandes :

- 6.1** Veuillez fournir les ventes (en GWh) prévues pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 selon les catégories tarifaires.
- 6.2** Pour chacune des années 2026, 2027 et 2028, veuillez expliquer et justifier, références à l'appui, que les revenus après hausses sont supérieurs au coût de service. S'il y a lieu, veuillez fournir une mise à jour des références (ii), (iii), et (iv).
- 6.3** L'AQCIE-CIFQ constate que les valeurs d'interfinancement ne correspondent pas au ratio des revenus après hausse par le coût de service pour chacune des catégories tarifaires. Veuillez expliquer et justifier ce constat, références à l'appui, et s'il y a lieu, veuillez fournir une mise à jour des références (ii), (iii), et (iv).

- 7. Références :** (i) État d'avancement 2024 du Plan d'approvisionnement 2023-2032
(ii) Pièce B-0004, pages 11 et 12
(iii) Pièce B-0011, page 28

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur présente le Tableau 2.2 déposé le 1^{er} novembre 2024 où on retrouve notamment une prévision des ventes régulières au Québec sur la période 2025-2035.

À la référence (ii) le Distributeur présente les Tableaux A-3, A-4 et A-5 déposés le 31 juillet 2025 où on retrouve notamment les ventes par catégories tarifaires pour les années 2026, 2027 et 2028. L'AQCIE-CIFQ constate que la valeur des ventes totales pour ces trois années correspond à la prévision présentée à la référence (i).

La référence (iii) présente les ventes mensuelles prévues et réelles normalisées pour l'année de base 2025. Pour le réseau intégré, on peut constater une diminution des ventes d'énergie de 308 GWh et 242 GWh respectivement pour les mois de mai et juin.

Demandes :

- 7.1 Veuillez indiquer si le Distributeur effectue périodiquement une mise à jour de sa prévision des ventes pour les trois années suivant l'année en cours.
- 7.2 Veuillez préciser la date de sa dernière mise à jour.
- 7.3 Veuillez indiquer quand la prochaine mise à jour est prévue.
- 7.4 Étant donné le contexte économique actuel, notamment les tarifs douaniers imposés par le États-Unis, veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'a pas effectué une mise à jour des ventes prévues pour 2026, 2027 et 2028 avant le dépôt du dossier actuel.
- 7.5 Veuillez préciser si la diminution des ventes constatée pour les mois de mai et juin s'est poursuivie pour les mois de juillet, août et septembre.
 - 7.5.1 Si oui, veuillez fournir la réduction des ventes en GWh pour chacun de ces mois.

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0004, pages 11 et 12
 - (ii) Pièce B-0011, page 12
 - (iii) Pièce B-0011, page 5

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur présente les Tableaux A-2, A-3, A-4 et A-5 Revenus prévus avant et après la hausse tarifaire pour les années 2025 à 2028.

Pour le tarif L, à la colonne abonnements on retrouve 171 abonnements en 2025 alors qu'il est indiqué 149 abonnements pour les années 2026 à 2028, soit une diminution de 12,9%.

À la référence (i), l'AQCIE-CIFQ observe que le nombre d'abonnements aux colonnes (1) des Tableaux A-3, A-4 et A-5 est identique pour les années 2026, 2027 et 2028, pour toutes les catégories de tarif.

Pour le tarif L, à la référence (ii) on remarque une augmentation des ventes de l'année 2026 (26 811 GWh) par rapport aux ventes normalisées de l'année 2025 (24 495 GWh).

À la référence (iii), le Distributeur indique :

« Le Distributeur prévoit des ventes d'électricité de 185 692 GWh pour l'année témoin 2026, de 188 849 GWh pour l'année témoin 2027 et de 193 119 GWh pour l'année témoin 2028, soit une croissance cumulative de 10 044 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2025.

La croissance des activités industrielles représente un peu plus du tiers de l'augmentation prévue de la demande (+3,6 TWh). La part attribuable à la clientèle commerciale et institutionnelle est légèrement inférieure (+3,3 TWh), principalement en raison des secteurs émergents, notamment les centres de données. Quant à la clientèle résidentielle, celle-ci contribue à un peu moins du tiers de la croissance totale (+3,1 TWh), notamment en raison de la hausse du nombre d'abonnements. » (nous soulignons)

Demandes :

- 8.1** Veuillez expliquer les causes de la diminution nette de 22 abonnements au tarif L pour les années 2026 à 2028 par rapport à l'année 2025, incluant à la cessation des activités ou le transfert d'un abonnement vers une autre catégorie tarifaire, et veuillez associer pour chacune de ces causes le nombre d'abonnements correspondant de manière à ventiler cette diminution nette de 22 abonnements au tarif L (référence (i)).
- 8.2** Si cette diminution s'explique en partie par un transfert d'un certain nombre d'abonnements vers une autre catégorie tarifaire, veuillez préciser et ventiler vers quelle catégorie tarifaire un nombre d'abonnements au tarif L sera transféré entre 2025 et les années 2026-2028 et en provenance de quelle catégorie tarifaire un nombre d'abonnements aura transféré au tarif L entre 2025 et les années 2026-2028.
- 8.3** Étant donné la diminution des abonnements au tarif L de 12,9% à l'année 2026 par rapport à l'année 2025, veuillez expliquer l'augmentation des ventes à l'année 2026 par rapport à l'année 2025 à la référence (ii)
- 8.4** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne prévoit aucune variation du nombre d'abonnements, par catégories tarifaires de 2026 à 2028.
- 8.5** Veuillez concilier les données relatives aux tableaux A-3, A-4 et A-5 nombres d'abonnements par catégorie de tarif à la référence (i) avec l'affirmation du Distributeur à la référence (iii)
- 8.6** Veuillez confirmer si les projections de revenus aux tableaux A-3, A-4 et A-5 pour les années 2026, 2027 et 2028 de la référence (i) sont basées sur l'hypothèse d'un

nombre d'abonnements par catégorie tarifaire demeurant inchangé durant la période 2026-2028.

- 8.6.1.** Si le Distributeur le confirme, expliquez comment il a établi ses projections de vente pour chaque année du cycle tarifaire 2026-2028.
- 8.6.2.** Si le Distributeur ne le confirme pas, veuillez préciser comment il a établi ses projections de vente pour chaque année du cycle tarifaire 2026-2028, en précisant notamment pour chaque année le nombre d'abonnements projetés pour chaque catégorie tarifaire identifiée aux tableaux A-3 à A-5 de la référence (i).

9. Référence : (i) Pièce B-0011, page 11

Préambule :

Au tarif L du secteur Industriel grandes entreprises, une augmentation des ventes de 2 804 GWh entre 2024 et 2028 est prévue. La croissance des ventes de 2024 à 2028 s'explique principalement par la filière batterie et par la décarbonation des procédés industriels à travers tous les secteurs.

Pour les contrats spéciaux, la décroissance prévue de -130 GWh en 2025 découle de la baisse de la demande de Rio Tinto Alcan reliée à une forte hydraulité. La croissance de 1 382 GWh prévue de 2025 à 2028 s'explique par un retour vers une demande normale pour Rio Tinto Alcan, par la remise en marche progressive de deux fours présentement en arrêt de Rio Tinto Fer et Titane, et en partie par la décarbonation de ces deux clients.

Tableau 3
Prévision au secteur Industriel grandes entreprises –
Ventes par catégories de consommateurs

Années civiles (1 ^{er} janv au 31 déc)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2) - (1)	(7) = (5) - (2)
	Année historique	Année de base	Année témoin 1	Année témoin 2	Année témoin 3	Croissance	
	2024 normalisée	2025 normalisée	2026	2027	2028	2024-2025	2025-2028
Ventes (GWh)							
Pâtes et papiers	9 426	9 466	9 462	9 285	9 504	40	38
Pétrole et chimie	4 361	4 088	4 338	4 684	5 110	(273)	1 022
Mines	4 322	4 661	4 912	5 100	5 207	339	546
Sidérurgie, fonte et affinage	3 967	4 227	4 199	4 393	4 518	260	291
Divers manufacturiers	3 845	4 052	4 001	4 174	4 385	207	333
Total tarif L	25 921	26 495	26 911	27 636	28 725	574	2 230
Contrats spéciaux	28 192	28 062	28 896	29 181	29 444	(130)	1 382
Variables économiques							
Croissance du PIB manufacturier (%)	-2,6	0,9	1,0	1,6	1,7		

(1) Ventes publiées normalisées de janvier à décembre.
 (2) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.
 Note : Les ventes au tarif L incluent l'OEI et le TRI.
 Note : La croissance du PIB manufacturier est exprimée en termes réels.

L'AQCIE-CIFQ constate que la principale croissance se retrouve dans le secteur Pétrole et chimie, soit une augmentation de 6,1% pour l'année 2026, de 8,0% pour l'année 2027 et de 9,1% pour l'année 2028, ce qui correspond à une augmentation de 25% sur la période 2026-2028.

Par ailleurs, il est prévu le maintien des ventes dans le secteur des Pâtes et papier.

Demandes :

- 9.1** Veuillez préciser la portion de la hausse des ventes qui s'explique par la filière batterie et celle qui s'explique par la décarbonation des procédés industriels à travers les autres secteurs.
- 9.2** Veuillez indiquer si la prévision d'augmentation totale de 25% dans le secteur Pétrole et chimie prend en considération l'abandon du projet Northvolt et l'impact de l'application de tarifs douaniers par les États-Unis. Veuillez expliquer votre réponse.
- 9.3** Veuillez indiquer si le maintien des ventes au secteur des Pâtes et papier prend en considération l'impact de l'application de tarifs douaniers par les États-Unis.

- 10. Référence :** (i) Décision D-2022-061, p. 193-194, paragraphes 704 à 707;
(ii) Pièce B-0048, Tableaux 4, 5 et 6;
(iii) Plan de mise en œuvre 2025-2030 du Plan pour une économie verte 2030, p. 22. Plan de mise en œuvre 2025-2030;
(iv) Page internet du Gouvernement du Québec relative à la Gouvernance du Plan pour une économie verte 2030, dernière consultation le 16 octobre 2025.
<https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/plan-economie-verte/gouvernance-diffusion-resultats/gouvernance>

Préambule :

- (i) « [704] *En terminant, je veux revenir sur le processus de reddition de compte exposé par la Régie au paragraphe 137 et qui mène au suivi énoncé au paragraphe 275 et repris au Tableau 16. Malgré les réponses fournies par les Distributeurs aux questions de la Régie en audience, je les invite à faire preuve de proactivité et de rigueur et à informer la Régie, en temps opportun, sur le processus de reddition de comptes qu'ils comptent mettre en place avec le MELCC afin que les bénéfices de l'Offre biénergie soient comptabilisés dans l'effort de réduction de GES du Québec. Je rappelle que des suivis annuels sont prévus au PÉV 2030 et au PMO 2021-2026 en vertu de la Loi sur la qualité de l'Environnement et qu'ils servent de référence afin d'ajuster les actions, le cas échéant et sont publiés dans l'Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre tel que l'indique les Distributeurs.*

[705] Par ailleurs, comme le soulignent les Distributeurs, la mise en place d'un ensemble de mesures de soutien provenant tant des distributeurs que du gouvernement par le biais du SITÉ, est requise pour rendre la conversion vers la biénergie financièrement intéressante pour les clients. En l'absence d'une ou plusieurs des mesures de soutien présentées dans la preuve des Distributeurs, les taux de conversion à la biénergie souhaités pourraient devoir être revus à la baisse, affectant ainsi les réductions d'émissions de GES liées à cette mesure du PÉV 2030.

[706] Or, dans le présent dossier et comme l'ont relevé certains intervenants, les Distributeurs n'ont pas fourni un portrait du coût complet de la réduction des émissions de GES associée à l'Offre biénergie.

[707] Je sou mets qu'une reddition de comptes conforme au cadre réglementaire du MELCC applicable à un organisme public tel qu'Hydro-Québec, serait utile, à cet égard, non seulement aux fins des suivis annuels prévus au PÉV 2030 et au PMO 2021-2026, mais aussi dans le cadre du prochain dossier tarifaire d'HQD, puisqu'elle permettrait de justifier le

caractère raisonnable des coûts engagés dans la mise en œuvre de l'Offre biénergie par Hydro-Québec dans ses activités de distribution. »

[Nous soulignons, notes de bas de pages omises]

- (ii) À la pièce en référence (ii), le Distributeur présente les budgets annuels de ses programmes d'efficacité énergétique pour la période 2024-2028 et leurs impacts énergétiques.
- (iii) « *La sobriété et l'efficacité énergétiques demeurent au cœur des priorités dans l'ensemble des actions à mettre en œuvre pour opérer la transition énergétique au Québec. Les mesures phares du gouvernement ont été rassemblées dans une feuille de route où les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel contribuent à générer des économies substantielles en électricité (jusqu'à 5 TWh) et en combustibles fossiles.* Parmi les 11 mesures phares retenues lors du lancement de la feuille de route l'an dernier, 8 sont déjà en chantier. Les travaux en cours servent à préciser les concepts clés, les exigences réglementaires et les outils d'aide à la conformité. Ils portent notamment sur la cotation et la performance environnementale des bâtiments, sur la mise en place d'un projet pilote dirigé par Hydro-Québec et la Société d'habitation du Québec pour équiper les ménages à faible revenu d'appareils écoénergétiques (ex. : thermopompes), ou encore sur de nouvelles obligations pour les entreprises des secteurs commercial et industriel, notamment l'élaboration d'un plan d'économie d'énergie ou l'implantation d'un système de gestion de l'énergie. Ces entreprises devront aussi respecter des mesures d'écoconditionnalité pour être admissibles à certains programmes. Les actions de la feuille de route permettront d'économiser jusqu'à 5 TWh sur les 21 TWh visés dans le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec. » [Nous soulignons]
- (iv) « *Le ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs est d'office le conseiller du gouvernement sur toute question qui concerne la lutte contre les changements climatiques et il en assure la gouvernance intégrée à l'échelle gouvernementale. En conséquent, il assure la mise en œuvre du Plan et en coordonne l'exécution. Son succès repose sur une étroite collaboration entre les principaux ministères et organismes publics (MO) concernés par la lutte contre les changements climatiques.*

Chaque ministère et organisme est responsable de la performance des actions qu'il met en œuvre. À cet effet, des ententes de coordination ont été signées entre les ministères et organismes responsables et le ministre pour la réalisation des actions du Plan. Un cadre de gestion (PDF 562 Ko) précise les responsabilités et les mécanismes de planification et de suivi permettant au ministre d'assurer son rôle de coordonnateur de l'action climatique

gouvernementale. Divers outils sont mis à la disposition des MO partenaires afin de les soutenir dans l'exercice de leurs responsabilités. »
[Nous soulignons]

Demandes :

- 10.1** Veuillez confirmer que le MELCCFP a approuvé tous les programmes d'efficacité énergétique et de GDP du Distributeur ainsi que leurs budgets indiqués à la référence (ii). Sinon, précisez lesquels ont été approuvés, pour quelles années et les budgets associés.
- 10.2** Veuillez préciser sous quelle forme cette approbation du MELCCFP a été communiquée.
- 10.3** Considérant les références (i) et (iii), veuillez indiquer si Hydro-Québec et le ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs ont conclu une entente de coordination (référence (iv)).
- 10.4** Veuillez préciser quels programmes d'efficacité énergétique de la référence (ii) font partie des *mesures phares* du Gouvernement mentionnées à la référence (iii) et préciser leurs impacts énergétiques pour chacune des années considérées.
- 10.5** Veuillez préciser si les impacts énergétiques des programmes en efficacité énergétique du Distributeur indiqués à la référence (ii) sont distincts des impacts énergétiques d'autres mesures mises en place par le Gouvernement du Québec. Veuillez élaborer sur les mécanismes de reddition de compte prévus entre le Distributeur et le MELCCFP pour éviter le double comptage d'impacts énergétiques.

- 11. Références :** (i) Pièce B-0012, page 5
(ii) Dossier R-4270-2024, B-0104, page 13
(iii) Pièce B-0027, page 15

Préambule :

Selon la référence (i);

Le signal de coût évité de long terme reflète les coûts de fourniture et de transport des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2023-01.

• *Le signal de coût évité de long terme est de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) indexé à l'inflation, soit 8,3 ¢/kWh (\$ 2026) pour la fourniture auquel s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 3,7 ¢/kWh (\$ 2026).*

Par ailleurs, concernant le coût évité de l'énergie de long terme présenté à la référence (ii) le Distributeur a précisé que le coût de transport et d'équilibrage de 3,6 cents/kWh (\$2025) comprend une composante transport est de 1,7 ¢/kWh (\$2025) et une composante équilibrage est de 1,9 ¢/kWh.

La référence (iii), présentant les modalités du service d'intégration éolienne (SIÉ), mentionne :

Le Distributeur estime que, dans le marché québécois, le coût du SIÉ reflète de façon raisonnable l'addition de la valeur de la puissance garantie, des services complémentaires additionnels et du besoin additionnel de flexibilité causés par la variabilité et l'incertitude de la production éolienne.

Demandes :

11.1 La valeur de 3,7 ¢/kWh (\$ 2026) indiquée à la référence (i) comprend une composante transport et une composante équilibrage. Veuillez fournir la valeur de la composante équilibrage.

11.2 Selon la référence (iii), le coût du SÉI permet la prise en compte notamment de l'équilibrage de la production éolienne et de la garantie de puissance associée. Veuillez préciser la portion du coût du SIÉ qui est associée à l'équilibrage et la composante qui est associée à la garantie de puissance.

11.3 Veuillez confirmer que le signal de coût évité de long terme de 12,0 ¢/kWh indiqué à la référence (i) comprend une composante associée à une garantie de puissance.

11.3.1. Si vous ne confirmez pas, veuillez expliquer votre réponse.

12. Références : (i) Dossier R-4306-2025, Pièce B-0009, pages 14, 16 et 18
(ii) Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, Mise à jour le 5 mars 2025, page 189
(iii) Pièce B-0013, page 31, 32 et 33

Préambule :

La référence (i) présente les contributions requises du Distributeur pour l'Agrégation charges-ressources annuelle. Ces contributions sont de 864,4 M\$, 169,6 M\$ et 819,6 M\$ respectivement pour les années 2026, 2027 et 2028.

La référence (ii) mentionne :

Si, au terme d'une année, le solde cumulatif de l'agrégation charges-ressources est négatif, une contribution équivalente au solde négatif majoré d'un montant de 19 % pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien est exigée du Distributeur et doit être versée au Transporteur au plus tard le 31 décembre de cette année.

Pour chacune des années 2026, 2027 et 2028, la référence (iii) présente le tableau Base de tarification du Distributeur. La ligne 32 de ce tableau présente la valeur de la contribution mensuelle, le total 13 soldes des contributions mensuelles, ainsi que la moyenne 13 soldes des contributions internes.

L'AQCIE-CIFQ constate que pour chacune des années, l'augmentation de la valeur au 31 décembre par rapport à la valeur au 30 novembre correspond approximativement à la contribution indiquée à la référence (i).

Selon l'évaluation de l'AQCIE-CIFQ, la valeur de la moyenne 13 soldes présentée à la référence (iii) est obtenue en incluant la valeur de la contribution au 31 décembre.

Demandes :

12.1 Veuillez préciser si la contribution concernant l'Agrégation charges-ressources annuelles de chacune des années mentionnées à la référence (i) est réputée être versée le 31 décembre de chacune des années.

12.1.1. Sinon, veuillez préciser la date du versement et justifier que cette date est différente du 31 décembre.

12.2 Étant donné que la contribution pour l'Agrégation charges-ressources est réputée être versée au 31 décembre, veuillez justifier l'inclusion de cette valeur dans le calcul de la moyenne 13 soldes de la rubrique Contributions internes.

13. Références : (i) Pièce B-0011, pages 25, 26 et 27

Préambule :

La référence présente les ventes et revenus mensuels pour les années témoin 2026, 2027 et 2028.

Demandes :

- 13.1** Pour la prévision des revenus de la référence, veuillez préciser si l'augmentation des tarifs est appliquée dès le mois de janvier de chaque année.
- 13.2** Dans l'affirmative, veuillez fournir les mêmes tableaux en appliquant pour chacune des années la hausse prévue à partir du 1er avril.

14. Références : (i) Pièce B-0004, page 10
(ii) Dossier R-4270-2024, phase 3, Pièce B-0024, page 8

Préambule :

La référence (i) présente le Tableau A-1 Revenus additionnels requis et hausses tarifaires demandée aux 1er avril 2026, 2027 et 2028. À cette dernière référence, on retrouve à la ligne 3 la rubrique Ajustement – provision réglementaire année précédente.

La référence (ii) présente le Tableau A-1 Revenus additionnels requis et hausse tarifaire associée au 1er avril 2025. À cette référence, il n'y a pas la rubrique Ajustement – provision réglementaire année précédente.

Demandes :

14.1 Veuillez expliquer la différence de traitement entre les deux dossiers.

15. Références : (i) Pièce B-0007, page 7
(ii) Pièce B-0007, page 12
(iii) Pièce B-0048, p. 11, tableau 6
(iv) Pièce B-0004, p. 11 et 12, tableaux A-2 à A-5

Préambule :

La référence (i) présente le Tableau 1 montrant le budget annuel des investissements et des charges concernant les programmes d'efficacité énergétique pour les années 2026, 2027 et 2028.

La référence (ii) mentionne :

Le Distributeur souhaite lancer une refonte du programme SGÉÉ vers la fin de l'année 2025. En phase avec la trajectoire en EÉ, les modalités financières seront bonifiées afin d'augmenter la participation des grands industriels et leur offrir un programme attrayant sur le plan financier.

La référence (iii) présente les budgets annuels des programmes d'EÉ – 2024-2028.

La référence (iv) présente les revenus prévus en 2025, 2026, 2027 et 2028, avant et après hausse tarifaire.

Demandes :

15.1 Veuillez préciser si les budgets d'investissements et charges présentés à la référence (i) incluent des montants concernant le programme SGÉÉ.

15.1.1. Si oui, veuillez confirmer que ces montants correspondent exactement aux montants indiqués à la ligne «Programmes Gestion de l'énergie» du tableau 6 de la référence (iii).

15.1.1.1. Si ce n'est pas le cas, veuillez préciser, pour chacune des colonnes de ce tableau 6, le montant associé au programme SGÉÉ.

15.2 Veuillez indiquer si les montants concernant le programme SGÉÉ inclus dans les budgets annuels des références (i) et (iii) sont basés sur les modalités actuelles du programme.

15.3 Veuillez indiquer si le Distributeur, dans ses projections de vente à sa clientèle Grands industriels, a tenu compte de l'impact qu'aura la bonification annoncée de son programme SGÉÉ dans ses projections de vente pour les années 2026, 2027, 2028 présentés à la référence (iv).

15.3.1. Si oui, veuillez indiquer les nombres de GWh et de M\$ liés à cette bonification de son programme SGÉÉ qui ont été pris en compte dans les projections de ventes à la catégorie de clients

Grands industriel pour les années 2026 à 2028. Exposer le calcul menant à ces estimations.

15.3.2. Sinon, veuillez indiquer quel impact (en GWh et en M\$) sur ses ventes à la catégorie de clients Grands industriel le Distributeur prévoit que la bonification de son programme SGÉÉ aura sur ses ventes pour les années 2026 à 2028. Exposer le calcul menant à ces estimations et confirmer si ces GWh et M\$.

15.4 Veuillez confirmer si le Distributeur prévoit toujours bonifier les modalités financières du programme SGÉÉ vers la fin de l'année 2025 à la hauteur des montants qu'il a inclus au tableau 6 de la référence (iii).

15.4.1. Si tel n'est pas le cas, veuillez réviser les montants inscrits au tableau 6 de la référence (iii) et au tableau 1 de la référence (i) en fonction de ces nouvelles prévisions de budgets annuels pour le programme SGÉÉ durant les années 2026-2028.

15.4.2. Veuillez alors également réviser les projections de vente à la catégorie de clients Grands industriel pour les années 2026 à 2028 inscrites au tableaux A-3 à A-5 de la référence (iv), en fonction de cette diminution de budget pour le programme SGÉÉ. Exposer le calcul menant à ces estimations.

16. Références : (i) Pièce B-0011, p. 20;
(ii) Pièce B-0011, p. 24.

Préambule :

La référence (i) présente le Tableau A-7 montrant les coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision des ventes par secteur de consommation.

Tableau A-7
Coefficients de détermination des modèles utilisés
pour la prévision des ventes par secteur de consommation

Secteur	Dossier tarifaire R-4307-2025	Dossier tarifaire R-4270-2024	Dossier tarifaire R-4057-2018	Dossier tarifaire R-4011-2017	Dossier tarifaire R-3980-2016
Résidentiel et agricole	99,9%	99,9%	99,8%	99,9%	99,8%
Commercial	99,5%	99,6%	99,7%	99,5%	99,6%
Institutionnel	99,5%	99,6%	99,7%	99,5%	99,6%
Industriel PME	91,0%	93,5%	95,2%	92,6%	91,3%
Pâtes et papiers	95,4%	95,1%	92,3%	92,5%	92,2%
Pétrole et chimie	78,7%	77,1%	88,5%	87,7%	86,1%
Mines	88,4%	88,5%	95,1%	94,6%	95,8%
Sidérurgie, fonte et affinage	70,2%	70,2%	89,0%	89,1%	89,6%
Divers manufacturiers	89,6%	89,5%	88,4%	87,3%	86,5%
Réseaux municipaux	97,9%	99,0%	98,9%	99,0%	99,0%
Transport public	81,1%	81,3%	87,4%	88,4%	87,3%
Commercial et institutionnel					
Grandes entreprises	89,7%	89,9%	91,6%	92,7%	92,7%
Éclairage public	99,3%	99,3%	98,8%	98,3%	98,4%

Depuis le dossier tarifaire R-3980-2016 jusqu'au présent dossier tarifaire, l'AQCIE-CIFQ observe que les coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision des ventes des secteurs suivants demeurent élevés et relativement stables (variation inférieure à 5 %) :

- Résidentiel et agricole;
- Commercial
- Institutionnel
- Industriel PME
- Pâtes et papiers
- Réseaux municipaux
- Commercial et institutionnel Grandes entreprises
- Éclairage public.

L'AQCIE-CIFQ observe des diminutions des coefficients de détermination supérieures à 5 % pour les secteurs suivants :

- Pétrole et chimie
- Mines
- Sidérurgie, fonte et affinage
- Transport public

La référence (ii) présente le Tableau C-1 montrant l'impact des variables explicatives sur les ventes par secteurs :

Annexe C – Analyse de sensibilité

Tableau C-1
Impact des variables explicatives sur les ventes par secteurs⁵

Variable	Impact
Secteur résidentiel et agricole	
Consommation moyenne annuelle d'un nouvel abonnement, aux fins de la prévision des ventes aux tarifs D et DM	14 500 kWh
Hausse de 1 % de la rémunération réelle des salariés	Ventes additionnelles de 100 GWh aux tarifs D et DM
Secteurs commercial, institutionnel et industriel PME	
Hausse de 1 % du PIB manufacturier	Ventes additionnelles de 30 GWh aux tarifs G, G-9 et M
Hausse de 1 % du PIB tertiaire	Ventes additionnelles de 70 GWh aux tarifs G, G-9 et M
Hausse de 1 % du PIB total	Ventes additionnelles de l'ordre de 20 GWh au tarif LG
Secteur industriel grandes entreprises	
Hausse de 1 % des PIB sectoriels	Ventes additionnelles de 160 GWh pour le tarif L

L'AQCIE-CIFQ observe que pour le secteur industriel grandes entreprises, une hausse de 1 % des PIB sectoriels a un impact sur les ventes additionnelles de l'ordre de 160 GWh pour le tarif L. La note de bas de page 5 associée au Tableau C-1 indique que les analyses de sensibilité qui y sont présentées se limitent aux paramètres économiques les plus déterminants, spécifiques aux secteurs et tarifs. Sauf indication, il s'agit de l'estimation de l'impact direct d'une variation de 1 % de ces paramètres sur les ventes.

Demandes :

- 16.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a modifié les modèles utilisés pour la prévision des ventes par secteur de consommation depuis le dossier tarifaire R-3980-2016.
- 16.1.1.** Veuillez notamment indiquer si les modèles de prévision des ventes font l'objet d'une révision régulière ou seulement si leur coefficient de détermination descend en-deçà d'un certain seuil ;
- 16.1.2.** Le cas échéant, veuillez élaborer sur les modifications apportées par le Distributeur, par exemple l'ajout ou la suppression de variables explicative, la modification de la pondération de variables.
- 16.2** Veuillez élaborer sur la détérioration de la performance des modèles de prévision des ventes depuis le dossier tarifaire R-3980-2016 en ce qui concerne les secteurs suivants :
- Pétrole et chimie
 - Mines
 - Sidérurgie, fonte et affinage
 - Transport public

Veuillez notamment indiquer si le Distributeur a identifié des facteurs expliquant la forte diminution des coefficients de détermination qui ne sont pas actuellement

pris en compte dans ses modèles de prévision et élaborer sur ces facteurs, le cas échéant.

- 16.3** Veuillez indiquer si l'impact des variables explicatives sur les ventes du secteur industriel grandes entreprises de la référence (ii) est symétrique, soit qu'une baisse de 1 % du PIB sectoriel génère une diminution des ventes de 160 GWh pour le tarif L.
- 16.4** Considérant la détérioration des coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision des ventes des secteurs Pétrole et chimie, Mines, Sidérurgie, fonte et affinage et Transport public, veuillez élaborer sur la possibilité que les modèles de prévision des ventes du Distributeur surestiment les prévisions de ventes pour ces secteurs.