

**Audience du 15 janvier 2026**  
**R-4307-2025**  
**Présentation de l'AQCIE-CIFQ**

**1. Analyse des revenus requis du Distributeur**

Tableau AQCIE-CIFQ – 2 : Proportion des rubriques dans les revenus requis

	2026	2027	2028
Achats d'électricité	56,0%	55,3%	55,2%
Achat de service de transport	20,5%	20,2%	20,0%
Charges d'exploitation	12,7%	12,7%	12,3%
Autres charges	7,0%	7,6%	8,1%
Rendement sur la base de tarification	6,4%	7,0%	7,3%

- Achats d'électricité : principale composante : plus de 55% de RR.
- Achat de service de transport : sera établi au dossier R-4306-2025
- Charges d'exploitation : traitées par la décision D-2025-124

L'AQCIE-CIFQ concentre son analyse des revenus requis du Distributeur sur les coûts liés aux achats d'électricité qui représentent plus de la moitié des revenus requis.

## 2. Contexte

Selon ce nouveau cadre établi par la *Loi sur la gouvernance responsable*,

- Hydro-Québec est responsable de fournir les approvisionnements requis pour les besoins excédant l'électricité patrimoniale qui ne sont pas comblés au moyen d'un contrat d'approvisionnement.
- Disparition de la présomption de contrat d'approvisionnement entre HQP et HQD
- Il n'y a plus d'obligation de recourir à un appel d'offres
- HQD pourra choisir d'avoir recours:
  - o Aux ressources d'Hydro-Québec;
  - o À un processus d'appels d'offres;
  - o Ou encore à la conclusion de contrats de gré à gré.

Pour les approvisionnements fournis par Hydro-Québec, les coûts des approvisionnements contractés avant la sanction de la *Loi sur la gouvernance responsable* sont ceux qui étaient prévus aux contrats pour la durée non écoulée.

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

### **3. La prévision des besoins**

L'AQCIE-CIFQ a observé une incohérence dans la justification des prévisions des ventes au secteur Résidentiel.

Le Distributeur affirme que dans le secteur Résidentiel, les mises en chantier prévues ont un impact déterminant sur la croissance des ventes dans ce secteur en raison de leur effet direct sur le nombre d'abonnements anticipé (B-0011, p. 6).

Le Distributeur déclare qu'en 2024, les mises en chantier résidentielles ont connu une nette remontée par rapport à 2023. Mais, en raison de l'incertitude économique actuelle, il prévoit dans le présent dossier que les mises en chantier devraient légèrement baisser en 2025 et pour les années témoins 2026 à 2028 (B-0011, p. 6).

Or, le Distributeur prévoit pourtant une croissance annuelle des ventes au secteur Résidentiel de 1,0 TWh en 2027 et de 1,6 TWh en 2028 par rapport à une croissance annuelle de 1,1 TWh en 2024 qui était supposée pourtant être une année ayant connue «une nette remontée» des mises en chantier résidentielles (B-0011, p. 7, tableau 1 et État d'avancement 2025, tableau, 2.1).

Ce genre d'incohérence vient miner la crédibilité des prévisions des ventes faites par le Distributeur dans le présent dossier.

#### **4. Approvisionnement de long terme provenant d'Hydro-Québec**

- Le remplacement du contrat pour le Service d'intégration éolienne, qui arrive à échéance le 31 août 2025;
- Le remplacement du volume des contrats Base et Cyclable avec Hydro-Québec, après leur échéance au 28 février 2027, par un approvisionnement d'Hydro-Québec dont les caractéristiques sont similaires (600 MW cyclable, jusqu'à 3,7 TWh en 2028);
- Après l'échéance des Conventions d'énergie différée, mise en place d'un approvisionnement en base hivernale atteignant 1 000 MW et 1,9 TWh en 2028.

#### 4.1 Service d'intégration éolienne (SIÉ)

Le Distributeur propose d'appliquer les caractéristiques du SIÉ existant sur l'horizon de la demande tarifaire selon les modalités du contrat existant au 6 juin 2025.

Selon les modalités du service, les retours d'énergie correspondent à 30% de la puissance installée pour les mois d'avril à novembre

À l'audience du 8 janvier 2026, l'AQCIE-CIFQ s'interroge sur un retour d'énergie plus flexible : (NS 8 janvier, page 191)

*[155] N'est-il pas exact que si on avait un retour d'énergie flexible qui permettrait de s'adapter en fonction de l'électricité patrimoniale disponible, cela aurait un effet à la baisse sur le prix de l'approvisionnement comparable au marché?*

M. GRÉGORY EMIEL :

*R. Ma réponse a priori est que non, le coût d'un tel service plus flexible serait plus élevé. Ici, on maintient un service, un produit qui était en adéquation avec le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur. On en maintient le coût tel que dans la précédente demande et tel que défini dans le contrat établi en deux mille vingt (2020). Donc, on maintient des caractéristiques. Est-ce que des caractéristiques encore plus flexibles auraient de la valeur additionnelle pour le Distributeur? Peut-être. Mais le coût ne serait pas le même.*

Le Distributeur mentionne que des caractéristiques plus flexibles pourrait avoir une valeur additionnelle, mais que le coût serait plus élevé.

L'AQCIE-CIFQ est en désaccord avec l'affirmation que le coût serait plus élevé.

Un retour plus flexible impose moins de contraintes à HQP et le coût pourrait donc être moins élevé.

Ainsi, il n'a pas été démontré que ce 30% est le pourcentage optimum pour chacune des années 2026 à 2028.

De plus, selon l'AQCIE-CIFQ, un retour d'énergie plus souple permettrait de minimiser la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée.

Normalement dans un exercice d'optimisation sous contraintes, l'optimum peut être atteint avec le moins de contraintes possibles.

**Dans cette perspective, l'AQCIE-CIFQ recommande de ne pas fixer comme caractéristique du SIÉ un pourcentage de retour d'énergie pour les mois d'avril à novembre, mais plutôt de laisser le Distributeur utiliser les retours d'énergie de façon à optimiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale.**

## 4.2 Remplacement du volume des contrats Base et Cyclable avec Hydro-Québec

À l'échéance des contrats Base (350 MW) et Cyclable (250 MW) au 28 février 2027, le Distributeur propose leur remplacement par un approvisionnement de 600 MW ayant des caractéristiques similaires au contrat cyclable actuel, soient celles indiquées au tableau ci-dessous.<sup>1</sup>

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

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

Le Distributeur précise qu'il prévoit une livraison de 1,3 TWh du mois de mars au mois de décembre 2027 et de 3,7 TWh en 2028. (B-73, page 46)

---

<sup>1</sup> Pièce B-0005, page 16

## Analyse de scénarios – Année 2027

<b>2027</b>			Coût puissance <sup>1</sup>	Coût énergie	Total
<b>Scénario 1</b>	MW	TWh	M\$	M\$	M\$
Base	0	0	0	0	0
<b>Cyclable</b>	<b>600</b>	<b>1,3</b>	<b>49,0</b>	<b>79,2</b>	<b>128,2</b>
					<b>128,2</b>

Note 1: Coût de puissance de 2 mois sur 4

<b>Scénario 2</b>	MW	TWh	Coût puissance <sup>1</sup>	Coût énergie	Total
Base	100	0,876	5,9	52,7	58,7
Cyclable	500	0,424	40,9	25,8	66,7
<b>Total</b>	<b>600</b>	<b>1,3</b>	<b>46,8</b>	<b>78,6</b>	<b>125,4</b>

Note 1: Coût de puissance de 2 mois sur 4

Le scénario 2 est plus économique que le scénario 1.

L'écart est de 2,8 M\$.

### Analyse de scénarios – Année 2028

2028			Coût puissance	Coût énergie	Total
<b>Scénario 1</b>	MW	TWh	M\$	M\$	M\$
Base	0	0	0		0
Cyclable	600	3,7	100,0	229,9	330,0
					<b>330,0</b>

Scénario 2	MW	TWh	Coût puissance	Coût énergie	Total
Base	350	3,066	42,4	188,2	230,6
Cyclable	250	0,634	41,7	39,4	81,1
<b>Total</b>	<b>600</b>	<b>3,7</b>	<b>84,12</b>	<b>227,6</b>	<b>311,7</b>

Le scénario 2 est plus économique que le scénario 1.

L'écart est de 18,3 M\$.

L'AQCIE-CIFQ conclut que la proposition du Distributeur de considérer le remplacement des contrats en base et cyclable par un approvisionnement cyclable n'est pas l'option la plus économique.

**En conséquence, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur considère une combinaison d'approvisionnement en base et cyclable pour remplacer à partir du 1<sup>er</sup> mars 2027 les caractéristiques des contrats qui seraient venus à échéance le 28 février 2027.**

### 4.3 Mise en place d'un approvisionnement en base hivernale atteignant 1 000 MW et 1,9 TWh en 2028.

**Tableau D-1**  
**Modalités de l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec**

<b>Durée</b>	Du 1 <sup>er</sup> décembre 2027 au 31 décembre 2028
<b>Quantités</b>	<u>Puissance</u> 1 000 MW en janvier et février 2028 300 MW en décembre 2027, mars 2028 et décembre 2028 <u>Énergie</u> 223 200 MWh en 2027 1 886 400 MWh en 2028
<b>Prix</b>	<u>Puissance</u> Un montant de 157,11 \$ <sub>2025</sub> /kW-an, indexé à 2 % au 1 <sup>er</sup> janvier, appliqué sur une base mensuelle Prime de puissance additionnelle selon le prix mensuel de la puissance UCAP du marché de New York (NYISO) <u>Énergie</u> 58,56 \$ <sub>2025</sub> /MWh, indexé à 2 % au 1 <sup>er</sup> janvier

La quantité d'énergie livrée en 2027 (223 200 MWh) correspond à une livraison de 300 MW à chacune des heures du mois de décembre 2027.

Pour l'année 2028, la quantité d'énergie livrée (1 886 400 MWh) correspond à une livraison de 300 MW à chacune des heures des mois de mars et décembre 2028 et à une livraison de 1000 MW à chacune des heures des mois de janvier et février 2028.

Selon l'AQCIE-CIFQ, les caractéristiques de livraison de cet approvisionnement s'apparentent davantage à un approvisionnement de base qu'à un approvisionnement cyclable, puisque les capacités sont fixées immédiatement et non fixées au 1<sup>er</sup> septembre des années 2027 et 2028 pour la période d'hiver de chacune de ces années, comme cela serait le cas pour l'énergie différée du contrat cyclable<sup>2</sup>.

Voici un tableau qui présente l'écart de coût entre l'utilisation des prix du contrat de base et du contrat cyclable :

<b>2027</b>			<b>Coût puissance</b>	<b>Coût énergie</b>	<b>Total</b>	
	<b>MW</b>	<b>TWh</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	
<b>Base</b>	300	0,2232	8,9	13,4	22,3	
<b>Cyclable</b>	300	0,2232	12,3	13,6	25,9	
				<b>Écart</b>	<b>3,5</b>	15,7%
<b>2028</b>						
	<b>MW</b>	<b>TWh</b>	<b>Coût puissance</b>	<b>Coût énergie</b>	<b>Total</b>	
<b>Base</b>	1000	1,44	30,3	88,4	118,7	
	300	0,4464	27,3	27,4	54,7	
	<b>Total</b>	<b>1,8864</b>	<b>57,6</b>	<b>115,8</b>	<b>173,4</b>	
<b>Cyclable</b>	1000	1,44	41,7	89,5	131,2	
	300	0,4464	37,5	27,7	65,3	
	<b>Total</b>	<b>1,8864</b>	<b>79,2</b>	<b>117,2</b>	<b>196,4</b>	
				<b>Écart</b>	<b>23,0</b>	13,3%

**En conséquence, l'AQCIE-CIFQ recommande que le prix de la puissance et de l'énergie soit celui du contrat de base de 350 MW indexé à l'année 2025, soit<sup>3</sup> :**

- **114,26 \$/kW-an pour la puissance**
- **57,84 \$/MWh pour l'énergie.**

<sup>2</sup> Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité (livraisons cyclables 250 MW), page 3, C-AQCIE-CIFQ-0018

<sup>3</sup> Voir le Tableau AQCIE-CIFQ-5A du mémoire AQCIE-CIFQ-0012

## 5. Coûts des approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec

À la suite de la *Loi sur la gouvernance responsable*, les approvisionnements de court terme sont fournis par Hydro-Québec à un coût reflétant celui du marché pour un service ou un produit comparable.<sup>4</sup>

Pour établir le coût des achats de court terme, HQD propose :

- Pour la première tranche de 1 à 600 MW, le prix au point d'interconnexion avec l'Ontario.
- Pour les 1 000 MW subséquents, le prix au point d'interconnexion de New York;
- Au-delà 1 600 MW, le prix au point d'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre.

Pour justifier sa proposition, le distributeur mentionne que l'application de ce mécanisme aurait permis une réduction des coûts d'approvisionnement de court terme de près de 60 M\$ en moyenne sur la période 2013-2024. (B-0027 page 12). Si on considérait les 5 dernières années seulement, l'économie serait d'environ 25 M\$.

La période 2013-2024 comprend des années où la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée était importante, ce qui ne sera pas le cas sur la période 2026-2028.

---

<sup>4</sup> Pièce B-0005, page 10

Lors de l'audience du 8 janvier (NS 8 janvier 2026, page 169), il a été souligné que, selon la prévision des prix de marché fournie par ICE, il y a des périodes significatives, non anecdotiques, où le prix le plus bas est celui du marché de New York.

En réponse à l'engagement 3 demandé par l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur évalue que la prise en compte du prix le plus bas entre le marché de l'Ontario et le marché de New York, le coût des approvisionnements de court terme pourrait être réduit de 2,6 M\$, 5,2 M\$ et 14,0 M\$ respectivement pour les années 2026, 2027 et 2028. (B-0150).

Cette évaluation prend en considération les frais de sortie et de courtage.

En éliminant ces frais, la Régie évalue que le coût des approvisionnements de court terme pourrait annuellement être réduit de plus 25,3 M\$, 25,0 M\$ et 45,0 M\$ respectivement pour les années 2026, 2027 et 2028. (A-0043).

Selon le nouveau contexte d'approvisionnement des besoins du Distributeur, Hydro-Québec a l'obligation de fournir les approvisionnements requis.

Pour le Producteur, le prix de marché concerne les ventes sur les marchés du nord-est américain faites en payant les frais afférents ou concerne les ventes sur le marché québécois faites sans ces frais.

Selon l'AQCIE-CIFQ, il faut considérer que le prix de marché doit prendre en considération que le Producteur n'a pas à payer des frais de sortie et des frais de transactions lorsqu'il alimente les besoins québécois.

L'AQCIE-CIFQ recommande que dans le cadre de la détermination du coût des achats de court terme sur les bourses énergétiques, le Distributeur utilise le prix le plus bas selon les marchés accessibles excluant les frais de sortie et le frais de transaction.

Par ailleurs

Historiquement, le Distributeur effectue des achats de court terme

- Par le biais de transactions bilatérales;
- Et par le biais de transactions sur les bourses énergétiques

#### Historique des achats de court terme du Distributeur

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Transactions bilatérales (MWh)	1 673 545	196 386	259 668	2 966 867	718 633	450 810	6 265 909
<i>dont HQP</i>	<i>1 425 550</i>	<i>139 750</i>	<i>214 600</i>	<i>2 736 905</i>	<i>624 541</i>	<i>437 850</i>	<i>5 579 196</i>
Transactions Bourse énergétique (MWh)	130 940	27 920	106 069	1 480 393	322 591	12 769	
<b>Total</b>	<b>1 804 485</b>	<b>224 306</b>	<b>365 737</b>	<b>4 447 260</b>	<b>1 041 224</b>	<b>463 579</b>	<b>8 346 591</b>
Transactions bilatérales (\$/MWh)	48,08	35,53	42,89	75,82	51,07	76,38	
Transactions Bourse énergétique (\$/MWh)	75,95	37	43,96	138,52	159,04	129,74	
<b>Coût moyen pondéré (\$/MWh)</b>	<b>50,10</b>	<b>35,71</b>	<b>43,20</b>	<b>96,69</b>	<b>84,52</b>	<b>77,85</b>	

Le prix concernant les transactions bilatérales est très différent du prix des transactions sur les bourses énergétiques.

À l'audience du 8 janvier, (NS du 8 janvier 2026, page 160), le Distributeur explique pourquoi les coûts des transactions bilatérales de court terme sont plus bas que les coûts de transaction sur la bourse énergétique.

*M. CHARLES-DAVID FRANCHE :*

*R. Oui, effectivement, on observe une différence entre le coût des transactions bilatérales et de bourse énergétique, **parce que ces produits-là ne sont pas tout à fait comparables**, dans le sens où les transactions bilatérales, souvent, sont un produit qui est de façon « désigné » pour... on va venir mousser un peu les offres qu'on peut avoir sur les marchés de ces transactions bilatérales là. Donc, des transactions bilatérales sont faites avec des personnes ou des contreparties de façon plus précise.*

*Donc souvent, quand on va venir magasiner ces transactions-là, on va faire des transactions qui ont des profils un peu différents, donc souvent plus uniformes ou, je vais dire, « flat » sur les heures qu'on va venir rechercher, donc, justement, pour favoriser la compétition, avoir plus de soumissionnaires potentiels pour ces quantités-là. Tandis que les transactions en bourse énergétique, ceux-là vont venir souvent combler les besoins excédentaires qu'on n'a pas pu combler avec les transactions bilatérales, donc, à des heures probablement surpondérées en pointe, comparativement aux transactions bilatérales qu'on observe ici.*

*Et puis aussi, l'autre partie qu'on voit, c'est qu'il y a beaucoup de transactions qui sont faites avec le producteur, donc avec un producteur qui est à l'intérieur de la zone du Québec. Donc, il y a certaines économies aussi qu'on va venir quand on va venir quantifier les offres, souvent cette offre-là va être meilleure qu'un prix égal sur le réseau voisin, parce qu'il n'y a pas de... il y a moins de frais de transaction, justement, vu qu'il n'y a pas de frais de sortie de marché ou de frais pour venir compenser les gaz à effet de serre dans cette transaction-là.*

Ainsi les achats de court terme est constitué de deux produits différents

- Un produit correspondant aux transactions bilatérales (75%)
- Un produit correspondant aux achats sur les bourses énergétiques (25%)

Il faut attribuer un prix à chacun des produits.

Le Distributeur utilise les données de l'ICE<sup>5</sup> qui concerne uniquement le prix des bourses énergétiques pour l'évaluation du coût de tous ses achats de court terme.

L'AQCIE-CIFQ considère que le prix de 56,8\$/MWh d'énergie cyclable fournie actuellement par Hydro-Québec<sup>6</sup> est un bon indicateur du prix du marché pour 75% des achats de court terme correspondant à la proportion des achats qui étaient réalisés par des transactions bilatérales.

**En conséquence, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie de ne pas retenir la proposition du Distributeur d'utiliser les données de l'ICE pour l'ensemble des achats de court terme du Distributeur.**

**En se basant sur l'apport historique de 75,1% de transactions bilatérales concernant les achats de court terme, l'AQCIE-CIFQ recommande que le prix de marché soit constitué comme suit :**

- **75,1% des achats au prix d'énergie cyclable, soit 56,8 \$/MWh 2026;**
- **24,9% des achats au prix provenant des données de l'ICE excluant les frais de sortie et les frais de courtage et en prenant en compte le prix du marché le plus bas sur une base horaire.**

---

<sup>5</sup> Pièce B-0103, page 5 et pièce B-0134

<sup>6</sup> Voir Tableau AQCIE-CIFQ – 5A du mémoire AQCIE-CIFQ-0012

## **6. La répartition du coût de service et la prévision du nombre d'abonnements**

Le Distributeur maintient le nombre d'abonnements total à 4 372 861 pour les années 2026 à 2028, dont 4 074 697 abonnements aux tarifs domestiques (Pièces B-0028, 0029 et 0030, Tableau 11, colonne 10).

Il s'agit pourtant d'un facteur de répartition du coût de service (Facteur FR8 aux tableaux 10 et 11 de B-0028, B-0029 et B-0030).

Dans le secteur résidentiel, l'évolution du nombre d'abonnements est d'ailleurs expressément identifiée par le Distributeur comme étant un facteur déterminant sur la croissance des ventes (B-0011, p. 6).

Il est donc incohérent pour le Distributeur de ne pas procéder dans ce contexte à une prévision de l'évolution du nombre d'abonnements par catégorie de clients pour chaque année du cycle tarifaire de trois ans.

**Ainsi, l'AQCIE-CIFQ demande à la Régie d'ordonner au Distributeur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, d'indiquer ses prévisions pour le nombre d'abonnements de chaque catégorie de clients, pour chaque année témoin, et d'en tenir compte pour le calcul des facteurs de répartition du coût de service.**

## 7. Le mécanisme de lissage

Le mécanisme de lissage n'a pas d'impact sur la hausse des tarifs domestiques puisque ceux-ci sont plafonnée à 3%.

L'impact se fait sentir sur les autres catégories de clients :

Hausse tarifaire des tarifs généraux et industriels (L)

	2026	2027	2028
Sans mécanisme de lissage	5,1%	4,7%	4,4%
Avec mécanisme de lissage	4,8%	4,8%	4,8%

Sans l'application du mécanisme de lissage, les hausses tarifaires varient de 5,1% en 2026 à 4,4% en 2028.

Avec l'application du mécanisme de lissage, la hausse tarifaire est fixe à 4,8% sur les trois années du cycle tarifaire.

Par ailleurs, les revenus générés par les hausses sont de

- 1744,1 M\$ sans l'application du lissage;
- 1767,1 M\$ avec l'application du lissage;
- Soit un écart de 23M\$.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> B-0097, pages 7 et 8

L'AQCIE-CIFQ comprend qu'avec l'application du lissage proposé par le Distributeur, la facture des clients sera plus élevée de 23 M\$ sur la période 2026-2028.

L'AQCIE-CIFQ ne s'explique pas l'ampleur de cet écart.

L'AQCIE-CIFQ aurait compris un écart d'environ 2 M\$ correspondant coût de financement du report de 20,3 M\$ dû au lissage.

Il apparaît qu'un écart de 23 M\$ ne trouve pas d'explications évidentes.

Lors de l'audience du 8 janvier 2026, le Distributeur, en contre-interrogatoire de l'AQCIE-CIFQ, a fourni des explications consternant cet écart de 23 M\$ (NS 8 janvier, pages 194 à 201), mais ces explications restent confuses.

**Considérant le contexte économique difficile pour les clients industriels et que ce lissage permettrait d'amoindrir la hausse des tarifs les deux premières années du cycle tarifaire 2026-2028, l'AQCIE-CIFQ est favorable au lissage des augmentations tarifaires pour le cycle tarifaire 2026-2028, mais dans la mesure où le coût supplémentaire globale résultant de cette opération ne vise qu'à couvrir le coût de financement du montant faisant l'objet du lissage.**

**Dans ce contexte, l'AQCIE-CIFQ demande à ce que le taux d'augmentation uniforme des tarifs non domestiques pour chaque année du cycle tarifaire 2026-2028 soit établi en fonction uniquement du coût de financement du montant faisant l'objet du lissage durant cette période.**

**L'opportunité d'un tel mécanisme de lissage doit cependant être évaluée pour chaque demande de révision tarifaire en fonction du contexte de chaque dossier.**

## 8. Les coûts évités d’approvisionnements d’énergie de long terme

Les coûts évités d’approvisionnement d’énergie de long terme sont utilisés notamment :

- Pour évaluer la rentabilité des programmes d’efficacité énergétique
- Également dans les comparaisons économiques de différentes solutions d’investissements.

Le signal de coût évité d’énergie de long terme reflète

- Les coûts de fourniture et de transport des contrats issus de l’appel d’offres A/O 2023-01 de 8,3 ¢/kWh (\$ 2026)
- Les coûts de transport de 1,8 ¢/kWh (\$2026)
- Et un coût équilibrage de 1,9 ¢/kWh

Le Distributeur confirme que le signal de coût évité d’énergie de long terme de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) comprend une composante associée à une garantie de puissance.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> Pièce B-0084, page 26

L'inclusion d'un coût pour assurer une garantie de puissance dans le signal de coût évité d'énergie de long terme de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) apparaît incompatible avec un coût devant servir à évaluer l'impact économique de programmes ne visant que des économies d'énergie.

L'utilisation de ce coût évité d'énergie de long terme est également incompatible avec l'évaluation des programmes visant à la fois des économies d'énergie et une diminution de la puissance.

Dans ce cas, l'attribution en même temps d'un coût évité d'énergie de long terme, qui inclut une composante de puissance garantie, et d'un coût évité de puissance, a comme résultat de compter deux fois les économies de puissance.

**En conséquence, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur enlève toute composante de coût de puissance dans le signal de coût évité de long terme de l'énergie.**

**À défaut de connaître la composante de prix pour la garantie de puissance que le Producteur a inclus dans le prix pour les Retours d'énergie, l'AQCIE-CIFQ recommande d'utiliser un signal de prix de 10,0 ¢/kWh (\$ 2026) pour de l'énergie de long terme.**

## **9. Les principes réglementaires et méthodes et pratiques comptables**

**L'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie d'énoncer un nouveau principe relatif à la présentation des données dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur afin que celui-ci présente les données des années témoins projetées supportées au minimum par la présentation, dans des formats comparables, de deux années historiques, couvrant chacune une période équivalente à chaque année témoin et composées de données réelles, et d'une année de base, comprenant à la fois des données réelles et projetées.**

Le Transporteur s'est déjà déclaré d'accord avec une telle recommandation quant au dossier tarifaire le concernant<sup>9</sup>.

À l'audience du 12 janvier 2026, le Distributeur a également donné son accord à cette recommandation. (NS 12 janvier 2026, page 17).

**Il pourra également être envisagé d'exiger aussi la présentation d'une troisième année historique afin de pouvoir rendre disponible les données réelles correspondant à l'année de base du dossier de révision tarifaire précédent.**

---

<sup>9</sup> R-4306-2025, Témoignage de Stéphane Verret, notes sténographiques du 29 octobre 2025, A-0037, p. 152-153

## **10. L'impact de la décision D-2025-114 sur la détermination des revenus requis**

Le 26 novembre 2025, la Régie rendait sa décision D-2025-114 révoquant la conclusion de la décision D-2025-022 qui approuvait une pratique comptable réglementaire autorisant la comptabilisation d'un actif réglementaire correspondant aux coûts de maîtrise de la végétation pour le transport et la distribution.

Il est impérieux que la Régie dans le présent dossier prenne en compte l'impact tarifaire d'une telle décision sur les tarifs du cycle tarifaire 2026-2028 et détermine en conséquence des niveaux de dépenses plus bas que ceux demandés par HQD afin qu'il en résulte des tarifs justes et raisonnables.

**Dans cette perspective, les demandes et recommandations faites par l'AQCIE-CIFQ et d'autres intervenants visant à réduire les revenus requis du Distributeur à l'égard de certains postes de dépenses pour lesquels les montants demandés ne sont pas pleinement justifiés, doivent être appréciées avec encore plus d'attention afin de permettre, au final, à la Régie de fixer des tarifs de distribution justes et raisonnables.**

**Si la situation requiert réellement le niveau de dépenses en contrôle de végétation sollicité par Hydro-Québec, cette dernière doit alors en contrepartie faire des efforts beaucoup plus significatifs afin de contrôler la hausse de ses dépenses à d'autres postes et s'en tenir ainsi à ce qui est nécessaire pour l'exploitation adéquate de son réseau, le tout afin de maintenir les tarifs à des taux justes et raisonnables.**

**11. Le possible impact de la décision que rendra la Régie sur la Demande de révision de la décision D-2025-022 dans le dossier R-4295-2025**

L'AQCIE-CIFQ souligne qu'elle a demandé à une formation en révision dans le dossier R-4295-2025 de révoquer dans la mesure requise les conclusions de la Décision D-2025-022 quant aux charges d'exploitation et le coût de service de transport du Distributeur pour l'année 2025 et de décréter une réduction de ces charges et de ce service pour ces mêmes années.

La décision qui sera rendue est susceptible d'avoir un impact sur l'appréciation du caractère juste et raisonnable de la hausse du tarif de distribution d'électricité qui sera décrétée dans le présent dossier puisque le tarif pour l'année 2025-2026 est susceptible d'être révisé.

**Ainsi, l'AQCIE-CIFQ demande à la Régie d'attendre la décision qui sera rendue dans le dossier R-4295-2025 avant de rendre une décision finale sur les revenus requis du Distributeur pour ledit cycle tarifaire 2026-2028.**

**Alternativement, l'AQCIE-CIFQ demande à la Régie de décréter un tarif provisoire en attendant de se prononcer de manière finale à la lumière de la décision qui sera rendue en révision dans le dossier R-4295-2025.**