

Compléments de réponse du Distributeur

Version révisée suivant la décision D-2025-113 rendue par la Régie de l'énergie le 24 novembre 2025

AHQ-ARQ
Question 5.1
Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :

- 1 **Conformément à la décision D-2025-113, le Distributeur présente, aux tableaux**
 2 **CR-5.1A à C, la ventilation mensuelle des données prévisionnelles du tableau 1,**
 3 **permettant l'analyse des nouveaux approvisionnements.**

Tableau CR-5.1A
Ventilation mensuelle du tableau 1 pour l'année 2026

| En TWh | janv-26 | févr-26 | mars-26 | avr-26 | mai-26 | juin-26 | juil-26 | août-26 | sept-26 | oct-26 | nov-26 | déc-26 | 2026 |
|-----------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| BESOINS | 22,9 | 19,9 | 19,4 | 15,7 | 14,0 | 13,2 | 13,9 | 13,8 | 13,0 | 14,6 | 17,4 | 21,4 | 199,3 |
| moins électricité patrimoniale | 19,8 | 17,2 | 17,4 | 14,5 | 12,9 | 12,1 | 12,8 | 12,7 | 11,9 | 13,2 | 15,6 | 18,6 | 178,9 |
| plus électricité patrimoniale inutilisée | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 1,4 |
| BESOINS POSTPATRIMONIAUX | 3,1 | 2,6 | 2,0 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,6 | 1,8 | 2,8 | 21,9 |
| APPROVISIONNEMENTS | | | | | | | | | | | | | |
| LONG TERME | 2,5 | 2,1 | 1,8 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,6 | 1,7 | 2,3 | 19,8 |
| Hydro-Québec dans ses activités de production | 1,1 | 0,9 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,7 | 5,3 |
| ▪ Base et Cyclable | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 3,9 |
| ▪ Énergie rappelée | 0,6 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,2 |
| ▪ Contrats de puissance HQP | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| ▪ A/O 2021-01 - HQP | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| Autres contrats de long terme | 1,3 | 1,2 | 1,3 | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,0 | 1,3 | 1,3 | 1,6 | 14,5 |
| ▪ Éolien ⁽¹⁾ | 1,1 | 1,0 | 1,1 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 1,1 | 1,1 | 1,4 | 11,7 |
| ▪ Cogénération et petite hydraulique | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 2,8 |
| COURT TERME | 0,6 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,5 | 2,0 |
| Énergie des moyens de gestion | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Achats de court terme | 0,6 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,5 | 2,0 |

⁽¹⁾ Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie correspondant à un facteur d'utilisation annuel de 35%.

Tableau CR-5.1B
Ventilation mensuelle du tableau 1 pour l'année 2027

| En TWh | janv-27 | févr-27 | mars-27 | avr-27 | mai-27 | juin-27 | juil-27 | août-27 | sept-27 | oct-27 | nov-27 | déc-27 | 2027 |
|----------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| BESOINS | 23,1 | 20,1 | 19,7 | 16,0 | 14,2 | 13,5 | 14,2 | 14,1 | 13,3 | 14,9 | 17,7 | 21,8 | 202,7 |
| moins électricité patrimoniale | 19,6 | 17,1 | 17,4 | 14,5 | 12,8 | 12,2 | 12,8 | 12,7 | 12,0 | 13,1 | 15,7 | 18,9 | 178,9 |
| plus électricité patrimoniale inutilisée | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| BESOINS POSTPATRIMONIAUX | 3,5 | 3,0 | 2,3 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,8 | 2,0 | 2,9 | 24,1 |
| APPROVISIONNEMENTS | | | | | | | | | | | | | |
| LONG TERME | 2,9 | 2,5 | 2,1 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,8 | 2,0 | 2,6 | 22,3 |
| Hydro-Québec dans ses activités de production | 1,2 | 1,0 | 0,5 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,8 | 4,9 |
| • Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement ⁽¹⁾ | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,4 | 2,1 |
| • Énergie rappelée, suivi de Base hivernale ⁽²⁾ | 0,6 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 1,3 |
| • Contrats de puissance HQP | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| • A/O 2021-01 - HQP | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,4 |
| Autres contrats de long terme | 1,6 | 1,5 | 1,6 | 1,2 | 1,3 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,6 | 1,6 | 1,8 | 17,3 |
| • Éolien ⁽³⁾ | 1,4 | 1,3 | 1,4 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,4 | 1,3 | 1,5 | 14,5 |
| • Cogénération et petite hydraulique | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 2,9 |
| COURT TERME | 0,7 | 0,5 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,4 | 1,8 |
| Énergie des moyens de gestion | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Achats de court terme | 0,6 | 0,5 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 1,7 |

⁽¹⁾ À leur échéance en 2027, les contrats Base et Cyclable sont remplacés par un approvisionnement cyclable.

⁽²⁾ À leur échéance en 2027, les Conventions d'énergie différée des contrats Base et Cyclable sont remplacées par un approvisionnement en Base hivernale.

⁽³⁾ Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie correspondant à un facteur d'utilisation annuel de 35%.

Tableau CR-5.1C
Ventilation mensuelle du tableau 1 pour l'année 2028

| En TWh | janv-28 | févr-28 | mars-28 | avr-28 | mai-28 | juin-28 | juil-28 | août-28 | sept-28 | oct-28 | nov-28 | déc-28 | 2028 |
|-----------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| BESOINS | 23,5 | 21,2 | 20,0 | 16,3 | 14,5 | 13,8 | 14,5 | 14,4 | 13,6 | 15,2 | 18,1 | 22,2 | 207,4 |
| moins électricité patrimoniale | 19,7 | 17,8 | 17,2 | 14,6 | 12,7 | 12,1 | 12,7 | 12,6 | 11,9 | 13,0 | 15,7 | 18,9 | 178,9 |
| plus électricité patrimoniale inutilisée | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| BESOINS POSTPATRIMONIAUX | 3,8 | 3,4 | 2,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 2,3 | 2,3 | 3,3 | 28,5 |
| APPROVISIONNEMENTS | | | | | | | | | | | | | |
| LONG TERME | 3,2 | 2,9 | 2,5 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 2,2 | 2,2 | 2,7 | 26,0 |
| Hydro-Québec dans ses activités de production | 1,4 | 1,2 | 0,7 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,8 | 7,2 |
| • Cyclable | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 3,7 |
| • Base hivernale | 0,7 | 0,7 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 1,9 |
| • Contrats de puissance HQP | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| • A/O 2021-01 - HQP | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,4 |
| Autres contrats de long terme | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,8 | 1,7 | 1,9 | 18,8 |
| • Éolien ⁽¹⁾ | 1,5 | 1,4 | 1,5 | 1,1 | 1,2 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,1 | 1,5 | 1,5 | 1,6 | 15,9 |
| • Cogénération et petite hydraulique | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 2,9 |
| COURT TERME | 0,7 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,6 | 2,5 |
| Énergie des moyens de gestion | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Achats de court terme | 0,6 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,6 | 2,4 |

⁽¹⁾ Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie correspondant à un facteur d'utilisation annuel de 35%.

Question 6.2

Complément de réponse :

- 1 Le Distributeur considère avoir répondu aux questions de l'intervenante en ce
- 2 qui a trait à l'explication de la hausse et l'indication du nombre d'heures
- 3 d'utilisation prévues. Quant à la façon dont ces valeurs ont été déterminées, le
- 4 Distributeur peut référer l'intervenante à la méthodologie décrite à la réponse à
- 5 la question 18.1 de la pièce HQD-5, document 7 ([B-0046](#)) du dossier
- 6 R-4110-2019. Cette méthodologie est encore d'actualité.

1 Le Distributeur confirme que, bien que le contrat couvre la période du 1^{er}
2 décembre au 30 novembre, la planification de l'utilisation des 351 heures se fait
3 pour l'année civile.

Question 6.6

Complément de réponse :

4 Le Distributeur avait référé l'intervenante à la section 3 de la pièce HQD-2,
5 Document 1 ([B-0027](#)) car la méthodologie qui y est décrite pour établir le coût
6 réel des approvisionnements de court terme est la même méthodologie
7 employée pour établir les coûts prévisionnels. Le Distributeur précise
8 également que la prévision de la demande et les courbes à terme ICE sont
9 utilisées plutôt que la demande réelle et les prix de marchés réels, qui seront
10 constatés *a posteriori*.

11 De plus, le Distributeur rappelle avoir présenté la répartition par plages de
12 puissance pour chacun des indices de prix des approvisionnements de court
13 terme en réponse à la question 8.7 de l'intervenante.

Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :

14 Le Distributeur dépose les données dans le fichier Excel à la pièce HQD-8,
15 Document 12.2, sous pli confidentiel.

Question 6.11

Complément de réponse :

16 Le Distributeur constate que l'adresse fournie est correcte, mais que la
17 parenthèse finale était incluse dans le lien hypertexte, et fournit la version
18 corrigée : <https://www.ice.com/report/142>.

19 Dans le même esprit qu'à la réponse à la question 6.6, le Distributeur réfère
20 l'intervenante à la section 3 de la pièce HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)) car la
21 méthodologie qui y est décrite pour établir le coût réel des approvisionnements
22 de court terme est la même méthodologie employée pour établir les coûts
23 prévisionnels, à la différence que la prévision de la demande et les courbes à
24 terme ICE sont utilisées plutôt que la demande réelle et les prix de marchés
25 réels, qui seront constatés *a posteriori*.

26 Comme il le fait depuis plusieurs années dans le cadre de ses dossiers
27 tarifaires, le Distributeur a utilisé les données de ICE puisqu'elles sont neutres
28 et accessibles sur internet. Ces données de ICE sont publiques pendant

1 quelques jours. Par la suite, un abonnement est requis pour les obtenir. Or, le
2 Distributeur n'a pas l'autorisation de divulguer cette information car elle est en
3 accès restreint.

4 Comme mentionné dans sa réponse initiale, le Distributeur réitère que le coût
5 des approvisionnements sur les marchés de court terme en puissance résulte
6 du produit entre les besoins résiduels en puissance (présentés au tableau 2 de
7 la pièce HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)), pour les 4 mois d'hiver) et les prix à terme
8 publiés sur le site ICE au 14 mai 2025, conformément à la méthodologie
9 présentée à la section 3 de la pièce HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)).

Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :

10 Le Distributeur dépose les données dans le fichier Excel à la pièce HQD-8,
11 Document 12.3, sous pli confidentiel.

Question 7.8

Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :

12 Le Distributeur dépose les données dans le fichier Excel à la pièce HQD-8,
13 Document 12.4, sous pli confidentiel.

Question 8.1

Complément de réponse :

14 Le Distributeur rappelle que l'objectif de la formule de prix pour établir les coûts
15 des approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec est de
16 refléter le coût du marché pour un service ou un produit comparable.

17 Le service doit être flexible et disponible en tout temps. Ainsi, il ne faut pas
18 considérer la capacité de transit en réception des interconnexions. Cette
19 capacité est théorique et ne tient pas compte des limites techniques ni des
20 règles des différents marchés, tel qu'expliqué à la pièce HQD-2, document 3 du
21 dossier R-4210-2022 ([B-0020](#)), à la section 6.2.

22 Le Distributeur utilise la capacité d'importation en énergie sur le chemin
23 ON-HQT, évaluée à 600 MW dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032 et
24 dans les états d'avancement déposés à la Régie en suivi de ce Plan.

25 La capacité d'importation sur le chemin LAW-HQT n'a pas été considérée pour
26 la formule pour les raisons suivantes :

- 1 • Il n’y a pas de prix publié pour cette interconnexion. Il ne s’agit pas d’une
2 interconnexion avec un marché organisé. Seules les transactions
3 bilatérales sont disponibles.
- 4 • Manque de flexibilité des importations : la nature technique et
5 commerciale de cette interconnexion impose de planifier à l’avance le
6 nombre de groupes qui seront aiguillés vers le Québec.
- 7 • Contraintes de durée : cet aiguillage doit être maintenu sur une période
8 relativement longue afin d’assurer la rentabilité des opérations, ce qui
9 rend impossible des ajustements d’une heure à l’autre en fonction des
10 besoins.
- 11 • Les achats en provenance de cette interconnexion sont sujets à
12 l’approbation de l’IESO et elles sont rappelables en tout temps pour
13 assurer la fiabilité du réseau ontarien.

Question 15.3

Complément de réponse :

14 Le Distributeur a proposé une prolongation des prix d’approvisionnements
15 existants, de nature comparable pour des blocs d’énergie additionnels pour
16 l’année 2028, incluant l’ajout d’une prime de puissance additionnelle. C’est
17 dans cet esprit que la réponse renvoie à la réponse à la question 14.2.

18 Ainsi, les blocs d’énergie mensuelle hivernale ont un coût de puissance de
19 l’ordre de 13 \$/kW-mois limité aux mois pour lesquels ces blocs sont actifs.

20 Le bloc cyclable, disponible tous les mois de l’année, est lui assujetti à un coût
21 de puissance de 157,11 \$/kW-an.

Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :

22 La prime de puissance additionnelle est ainsi nommée car elle trouve son
23 origine dans les conventions d’énergie différée amendées pour les contrats
24 Base et Cyclable avec le Producteur.

25 Dans la présente demande tarifaire, Hydro-Québec prolonge les livraisons
26 prévues à ces contrats par l’entremise de produits ajustés légèrement en
27 fonction des besoins du Distributeur, avec notamment un bloc de livraisons en
28 période hivernale seulement, pour un volume de 200 MW additionnels aux 800
29 MW prévus aux conventions amendées. Considérant la durée relativement
30 courte de ce nouvel engagement (5 mois sur les 22 suivant l’échéance des
31 contrats), le Distributeur s’est basé sur la valeur de marché établie par ces
32 contrats et leurs conventions amendées.

1 Ainsi, tel qu'expliqué à la pièce HQD-1, Document 1 ([B-1](#)) du dossier
2 R-3726-2010 et approuvé par la Régie dans sa décision [D-2010-099](#), cette
3 composante de prix qu'est la prime de puissance additionnelle se justifie d'une
4 part par un engagement en puissance supérieur à celui prévu aux contrats : le
5 Producteur devait mobiliser jusqu'à 800 MW de plus que les 600 MW prévus aux
6 contrats. Elle se justifie d'autre part par le fait que cet engagement en puissance
7 est bonifié d'une garantie de puissance qui ne figurait pas aux contrats
8 d'origine. Il avait été convenu que le prix de marché de la puissance UCAP dans
9 l'État de New York était une base d'établissement adéquate de la valeur du
10 service, reflétant la valeur d'opportunité du service obtenu.

Question 15.5

Complément de réponse :

11 L'approvisionnement en base hivernale ne génère aucune électricité
12 patrimoniale inutilisée. Cette information peut également être obtenue en
13 consultant le tableau 1 de la pièce HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)).

AQCIE-CIFQ**Question 2.2****Complément de réponse :**

1 Le Distributeur rappelle que l'objectif de la formule de prix pour établir les coûts
2 des approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec est de
3 refléter le coût du marché pour un service ou un produit comparable.

4 Le service doit être flexible et disponible en tout temps. Ainsi, il ne faut pas
5 considérer la capacité de transit en réception des interconnexions, montrée au
6 tableau 4 de la pièce HQT-2, Document 1 ([B-0005](#)) du dossier R-4306-2025 et
7 cité en référence (iv) par l'AQCIE-CIFQ. Cette capacité est théorique et ne tient
8 pas compte des limites techniques ni des règles des différents marchés, tel
9 qu'expliqué à la pièce HQD-2, document 3 du dossier R-4210-2022 ([B-0020](#)), à
10 la section 6.2.

11 Le Distributeur utilise la capacité d'importation en énergie sur le chemin
12 ON-HQT, évaluée à 600 MW dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032 et
13 dans les états d'avancement déposés à la Régie en suivi de ce Plan.

14 La capacité d'importation sur le chemin LAW-HQT n'a pas été considérée pour
15 la formule pour les raisons suivantes :

- 16 • Il n'y a pas de prix publié pour cette interconnexion. Il ne s'agit pas d'une
17 interconnexion avec un marché organisé. Seules les transactions
18 bilatérales sont disponibles.
- 19 • Manque de flexibilité des importations : la nature technique et
20 commerciale de cette interconnexion impose de planifier à l'avance le
21 nombre de groupes qui seront aiguillés vers le Québec.
- 22 • Contraintes de durée : cet aiguillage doit être maintenu sur une période
23 relativement longue afin d'assurer la rentabilité des opérations, ce qui
24 rend impossible des ajustements d'une heure à l'autre en fonction des
25 besoins.
- 26 • Les achats en provenance de cette interconnexion sont sujets à
27 l'approbation de l'IESO et elles sont rappelables en tout temps pour
28 assurer la fiabilité du réseau ontarien.

Question 3.1**Complément de réponse :**

1 Dans la perspective d'une demande tarifaire, où les coûts sont estimés à
2 conditions climatiques normales, les prix historiques n'interviennent que dans
3 l'évaluation a posteriori des coûts réels.

4 Les coûts prospectifs reposent sur les prix à terme fournis par ICE,
5 conformément à la méthodologie décrite à la section 3 de la pièce HQD-2,
6 Document 1 ([B-0027](#)). Ils ne sont pas basés sur des prix historiques.

7 Les données sont accessibles publiquement pour la prévision courante au
8 moment de l'accès, mais les prévisions antérieures sont disponibles sur
9 abonnement.

10 Le Distributeur précise qu'il ajoute un complément de réponse à la question
11 6.11 de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ au présent
12 document, à laquelle il réfère dans sa réponse à la question 3.1.

Question 3.3**Complément de réponse :**

13 Le Distributeur confirme que les frais de couverture d'émission de gaz à effet
14 de serre s'ajoutent aux frais de sortie et de courtage.

15 Comme mentionné en réponse à la question 2.5, les approvisionnements
16 obtenus d'Hydro-Québec doivent refléter un prix pour un produit ou service
17 comparable. Étant donné que le Distributeur doit couvrir les émissions de gaz
18 à effet de serre pour les achats qu'il réalise sur les marchés externes, le prix
19 des approvisionnements de court terme qui sera facturé au Distributeur par
20 Hydro-Québec intègrera le coût des émissions de gaz à effet de serre.

21 Comme mentionné en réponse à la question 3.2, les frais de sortie qui seront
22 réellement facturés au Distributeur reflèteront les conditions des marchés de
23 l'énergie et des droits d'émission au moment où ces achats seront réputés
24 survenir.

Question 5.2**Complément de réponse :**

25 À la réponse à la question 5.1, le Distributeur confirme que les Retours
26 d'énergie sont assortis d'une garantie de puissance pour les mois d'hiver.

1 Cependant, il ne détient pas les informations ayant guidé le Producteur dans
 2 l'élaboration de sa soumission à l'appel d'offres A/O 2020-01 et il ne peut que
 3 supposer que celui-ci a inclus une composante de prix pour la garantie de
 4 puissance dans le prix pour les Retours d'énergie. Pour cette raison, le
 5 Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée, soit le coût
 6 du service sans la garantie de puissance.

Question 15.1.1.1

Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :

7 Le tableau CR-15.1.1.1 présente l'information demandée.

Tableau CR-15.1.1.1
Budget du programme SGEE (M\$)

| Budget Investissements | | | | | | Budget Charges | | | | | | Budget Total | | | | | |
|------------------------|--------------------|-------------------|------|------|------|----------------|--------------------|-------------------|------|------|------|--------------|--------------------|-------------------|------|------|------|
| 2024 | 2025 (Autorisé) | 2025 (Projeté) | 2026 | 2027 | 2028 | 2024 | 2025 (Autorisé) | 2025 (Projeté) | 2026 | 2027 | 2028 | 2024 | 2025 (Autorisé) | 2025 (Projeté) | 2026 | 2027 | 2028 |
| 0,2 | 0,0 | 0,0 | 11,2 | 29,3 | 22,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,9 | 0,7 | 0,2 | 0,0 | 0,0 | 11,6 | 30,3 | 23,0 |

Question 15.4.1

Complément de réponse :

8 Le report de 2 mois du lancement du programme SGEE n'a pas d'impact sur les
 9 montants inscrits au tableau 6 de la pièce révisée HQD-7, Document 1 ([B-0076](#)).

Question 15.4.2

Complément de réponse :

10 Le report de 2 mois du lancement du programme SGEE n'a pas d'impact sur la
 11 prévision des ventes. Voir la réponse à la question 15.3 concernant la prévision
 12 des ventes par enveloppes de croissance.

FCEI

Question 1.4

Complément de réponse :

1 Le calcul de la provision réglementaire de l'année 2025 a bel et bien été présenté
2 dans le dossier R-4270-2024, soit à la colonne 9 du tableau A-2 de la pièce
3 HQD-1, Document 1 ([B-0024](#)), et au tableau A-1 à la ligne 22 « Revenus générés
4 du 1^{er} janvier au 31 mars 2026 » de cette même pièce, tableaux mis à jour à la
5 pièce HQD-7, Document 3 ([B-0422](#)) suivant les directives et ordonnances de la
6 Régie contenues dans sa décision D-2025-033.

7 La Régie a pris connaissance de ces tableaux ([D-2025-042, paragraphe 10](#)).
8 Toutefois, l'utilité de cette provision identifiée au dossier R-4270-2024 était
9 conditionnelle à ce que les tarifs de l'année suivante (2026) soient établis en
10 mode coût de service, ce qui est le cas depuis l'entrée en vigueur de la Loi 24.

Question 4.3

Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :

11 Le Distributeur dépose la mise à jour des tableaux R-3.9 et R-3.10 cités en
12 référence.

Tableau CR-4.3A
Impact en puissance moyen par véhicule électrique

| | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 | 2028- 2029 | 2029- 2030 | 2030- 2031 | 2031- 2032 |
|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Véhicules électriques | | | | | | | | | | |
| <i>MW</i> | 110 | 132 | 245 | 300 | 393 | 540 | 750 | 1 077 | 1 471 | 1 939 |
| <i>Nombre ('000, janvier)</i> | 175 | 258 | 382 | 492 | 657 | 886 | 1 188 | 1 560 | 1 971 | 2 399 |
| <i>kW par véhicule</i> | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,8 |

13 Le nombre de véhicules électriques (VÉ) présenté dans le tableau CR-4.3A
14 correspond au stock de VÉ en circulation pour le mois de janvier de chaque
15 année, alors qu'en réponse à la question 9.16 de la demande de renseignements
16 n° 1 de l'UC à la pièce HQD-8, Document 10.1 ([B-0091](#)), le Distributeur a fourni
17 le nombre moyen annuel de VÉ en circulation.

Tableau CR-4.3B
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

| <i>En MW</i> | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 | 2028- 2029 | 2029- 2030 | 2030- 2031 | 2031- 2032 |
|------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Usages | | | | | | | | | | |
| <i>Véhicules électriques</i> | 110 | 132 | 245 | 300 | 393 | 540 | 750 | 1 077 | 1 471 | 1 939 |
| <i>Déplacement</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | -7 | -20 | -49 | -122 | -213 | -317 |

1 Tel qu'explicité dans la section 8.2 du complément d'informations à la pièce
 2 HQD-2, document 2 (**B-0009**) du dossier R-4210-2022 présentant le Plan
 3 d'approvisionnement 2023-2032, l'effet de déplacement de pointe ne dépend
 4 pas uniquement de la diffusion des VÉ, mais aussi d'autres technologies
 5 émergentes (photovoltaïque, bi-énergie, etc). Les valeurs de déplacement
 6 indiquées au tableau CR-4.3B sont une estimation de l'impact associé aux VÉ.
 7 De plus, elles expriment le déplacement par rapport à la dernière année réelle,
 8 soit dans ce cas-ci l'hiver 2023-2024, et non un niveau absolu.

Question 5.1.1

Complément de réponse :

9 À la lumière des raisons invoquées par l'intervenante, le Distributeur présente
 10 au tableau CR-5.1.1 les données des deux dernières colonnes du tableau 1 de
 11 la référence (i) avec une décimale.

Tableau CR-5.1.1
Évolution de l'adhésion de la clientèle à la Facture Internet entre 2016 et 2025

| Année | Nombre de clients adhérant à la Facture Internet | Proportion de clients adhérant à la Facture Internet (%) | Variation de la proportion de clients (%) |
|-------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| 2016 | 1 019 620 | 30,2 % | |
| 2017 | 1 200 080 | 35,2 % | + 5,0 % |
| 2018 | 1 412 014 | 40,9 % | + 5,7 % |
| 2019 | 1 623 222 | 46,5 % | + 5,6 % |
| 2020 | 1 819 505 | 51,6 % | + 5,1 % |
| 2021 | 1 991 097 | 55,8 % | + 4,2 % |
| 2022 | 2 146 096 | 59,4 % | + 3,6 % |
| 2023 | 2 281 101 | 62,4 % | + 3,0 % |
| 2024 | 2 451 159 | 66,5 % | + 4,1 % |
| 2025 | 2 496 241 | 67,7 % | + 1,2 % |

GRAMÉ**Questions 1.3.1, 1.3.2 et 1.4****Complément de réponse :**

1 Le Distributeur confirme que ses systèmes transfèrent automatiquement les
2 clients admissibles vers les tarifs DP ou D, selon le cas, si la condition prévue
3 à l'article 2.6 est respectée. En conséquence, à moins que le client ait opté pour
4 un autre tarif, on peut en effet présumer que les clients au tarif DP dont la
5 puissance maximale appelée est inférieure à 65 kW ont une économie sur leur
6 facture d'au moins 3 % par rapport au tarif D. Rappelons toutefois qu'un client
7 domestique dont la puissance maximale appelée atteint au moins 50 kW est
8 loisible d'adhérer au tarif DP de son propre chef.

9 Bien entendu, cela ne s'applique pas aux clients dont la puissance maximale
10 appelée atteint au moins 65 kW puisque dans leur cas, l'adhésion au tarif DP
11 est obligatoire.

Questions 2.4.2, 2.4.3 et 2.4.4**Complément de réponse :**

12 Le Distributeur ne dispose pas de l'impact potentiel de la fermeture du crédit
13 hivernal sur la croissance de l'effacement à la pointe.

14 Depuis janvier 2024, le nombre de clients inscrits à l'option de crédit hivernal a
15 diminué d'environ 6 % par rapport à la même période l'an dernier, soit une
16 baisse de près de 17 000 clients. À l'inverse, le tarif Flex D connaît une forte
17 progression, avec un nombre d'abonnements triplé sur la même période
18 (+75 000 clients).

19 Pour la saison hivernale 2025-2026, près de 90 000 abonnements s'ajouteront à
20 l'option de crédit hivernal provenant des clients ayant adhéré à la formule de
21 récompense Hilo, comparable au crédit hivernal, mais en mode automatisé.

22 Depuis août 2025, le Distributeur mise sur une simplification de l'offre de
23 gestion de la demande hivernale résidentielle avec le tarif Flex D. L'approche
24 consiste à proposer des thermostats intelligents à 0 \$ combinés au tarif Flex D
25 pour faciliter la participation des clients aux événements de pointe. Les clients
26 équipés de cette technologie, permettant une réduction automatique du
27 chauffage lors des événements de pointe, affichent une performance environ
28 trois fois supérieure à la clientèle sans la technologie. La fermeture des
29 nouvelles inscriptions au crédit hivernal n'entrave ni la stratégie de croissance
30 en MW pour le bilan de puissance, ni l'atteinte des cibles d'acquisition.

RNCREQ**Question 8.2****Complément de réponse :**

1 La preuve du Distributeur indique la provenance du signal de coût évité de
2 12,0 ¢/kWh (\$ 2026), tel que cité par l'intervenant à la citation (ii). La pièce
3 HQD-3, Document 3 ([B-0012](#)) mentionne que « [l]e signal de coût évité de long
4 terme reflète les coûts de fourniture et de transport des contrats issus de l'appel
5 d'offres A/O 2023-01 ».

6 Pour faciliter la compréhension, le Distributeur précise que les prix de départ
7 des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2023-01 sont de 7,8 ¢/kWh pour la
8 fourniture et de 1,6 ¢/kWh pour le transport. Ces prix ont été majorés d'une
9 indexation totale de 7 % pour obtenir les valeurs présentées dans le dossier
10 actuel.

11 En ce qui concerne le coût d'équilibrage, il correspond au prix du SIÉ indexé,
12 auquel s'ajoute une prime liée à la réduction de la contribution de la filière
13 éolienne, comme expliqué dans le dossier tarifaire précédent.

Question 9.1**Complément de réponse :**

14 Le Distributeur cite sa réponse initiale, qui mentionne que « [l]e calcul détaillé
15 demandé par l'intervenante repose sur des valeurs accessibles uniquement en
16 vertu de l'abonnement du Distributeur à ICE ». La réponse à la question 6.11 de
17 l'AHQ-ARQ, faisant l'objet d'un complément de réponse dans le présent
18 document, donne plus de détails sur les contraintes liées à cet abonnement. La
19 distinction entre l'énergie et la puissance n'est pas pertinente dans ce contexte.

20 De plus, bien que la question 6.11 porte sur une source de données utilisée
21 pour établir les coûts d'approvisionnement (ICE), cette même source sert
22 également à établir le coût évité de l'énergie de court terme.

23 Pour ce qui est de la référence à la question 21.1, il s'agit d'une coquille. Le
24 Distributeur réfère plutôt l'intervenant à la réponse à la question 20.1, qui
25 indique que l'évolution des courbes à terme explique l'ajustement observé.

Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :

26 Voir le complément de réponse à la question 6.6 de l'AHQ-ARQ.

Question 9.2**Complément de réponse suivant la décision D-2025-113 :**

1 **Le Distributeur dépose les données dans le fichier Excel à la pièce HQD-8,**
2 **Document 12.5, sous pli confidentiel.**

Question 16.2**Complément de réponse :**

3 **En complément à sa réponse initiale, le Distributeur précise que l'augmentation**
4 **du coût total des approvisionnements en électricité découle principalement de**
5 **la hausse de la demande à satisfaire, ce qui entraîne une augmentation des**
6 **volumes d'approvisionnement nécessaires.**

Questions 17.2.1 à 17.3.2**Complément de réponse :**

7 **Le Distributeur souhaite nuancer sa réponse dans laquelle il mentionne**
8 **qu'aucun budget n'est inclus au tableau 1 présenté à la référence (iv).**

9 **Les prévisions budgétaires et énergétiques présentées aux tableaux 1 et 2 de**
10 **la référence (iv) représentent les totaux se rapportant aux programmes d'ÉE**
11 **établis avec les hypothèses qui prévalaient au moment de la préparation du**
12 **dossier tarifaire.**

13 **À ce moment, bien que d'autres nouveaux programmes étaient en préparation,**
14 **le Distributeur ne disposait pas d'information suffisante pour les ajouter au**
15 **budget demandé. Le Distributeur est d'avis que l'approche par portfolios lui**
16 **offrira une agilité lui permettant de maximiser les chances d'atteindre ses cibles**
17 **et de profiter du momentum du marché pour mettre de l'avant et ajuster au**
18 **besoin ses programmes d'appuis financiers pour panneaux solaires. Il précise**
19 **ainsi qu'il compte exploiter les programmes identifiés au présent dossier à**
20 **même les enveloppes budgétaires demandées en vue de d'atteindre les**
21 **prévisions énergétiques annoncées.**

ROÉÉ**Question 1.3****Complément de réponse :**

1 La hausse tarifaire moyenne – avant lissage – étant de 4,1 %, 3,9 % et 3,8 %
2 respectivement pour les années 2026, 2027 et 2028, comme indiqué à la ligne 6
3 du tableau 1 de la pièce HQD-3, Document 1 ([B-0010](#)), le Distributeur n'a pas
4 analysé d'autres scénarios que celui du plafond à 3 % conformément à la
5 volonté du gouvernement.

Question 1.5**Complément de réponse :**

6 Voir le complément de réponse à la question 1.3.

Question 4.7**Complément de réponse :**

7 Dans son Plan d'action 2035, le Distributeur soulignait son intention d'inciter
8 l'équivalent de 125 000 nouveaux clients à installer des panneaux solaires à
9 l'horizon 2035. Par installations, le Distributeur indique qu'il entend le nombre
10 de clients résidentiels et d'affaires qu'il souhaite rejoindre. Pour les années
11 2026 à 2028, ce nombre (clients ou installations) est présenté au tableau R-3.1
12 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-8,
13 Document 1.2 ([B-0073](#)).

RTIÉÉ

Question 1.3.4

Complément de réponse :

1 Pour les raisons invoquées dans les réponses aux demandes de
2 renseignements en référence, la projection du nombre de clients au tarif DS par
3 année ne peut être réalisée. En effet, les variations climatiques ainsi que les
4 changements de comportement des clients visés seront les principaux facteurs
5 influençant le transfert vers ce tarif, une fois celui-ci implanté. Afin d'illustrer
6 les impacts de ce tarif, le Distributeur a employé les données de consommation
7 normalisées visant l'année 2024.

8 En ce qui a trait aux demandes de l'intervenant concernant les appels de
9 puissance des clients et leur répartition saisonnière, le Distributeur réitère que
10 la structure proposée du tarif ne comporte aucune composante en puissance,
11 ni de variation saisonnière. Bien qu'il existe des données de mesurage, celles-ci
12 ne sont pas directement liées aux bases de données employées pour l'analyse
13 des tarifs. Un appariement de ces données ne pourrait être réalisé qu'avec un
14 effort et un délai disproportionnés par rapport à l'utilité de l'information qui
15 pourrait en être retirée.

16 Le Distributeur présente au tableau CR-1.3.4 l'information demandée quant à la
17 répartition de la consommation de la clientèle visée par tranches applicables
18 au tarif DS, selon le type de clientèle :

Tableau CR-1.3.4
Consommation d'énergie (kWh) de la clientèle domestique
(par types de client et tranches du tarif DS)

| | 1ère tranche | 2e tranche | 3e tranche | Total |
|-------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| Agricole | 128 728 232 | 288 016 318 | 752 473 974 | 1 169 218 524 |
| Résidentiel | 594 638 410 | 1 237 486 332 | 1 353 036 712 | 3 185 161 454 |
| Total | 723 366 642 | 1 525 502 650 | 2 105 510 686 | 4 354 379 978 |

UC

Question 5.1

Complément de réponse :

- 1 Le Distributeur présente respectivement aux figures CR-5.1A et CR-5.1B, une
 2 première distribution des économies pour les 73 077 clients dans la zone de
 3 permutation à - 12°C et une seconde pour les 3 522 clients dans la zone de
 4 permutation à - 15°C pour l'année tarifaire 2024-2025.

Figure CR-5.1A
Distribution des économies pour les clients dans la zone de permutation de - 12°C
pour l'année tarifaire 2024-2025

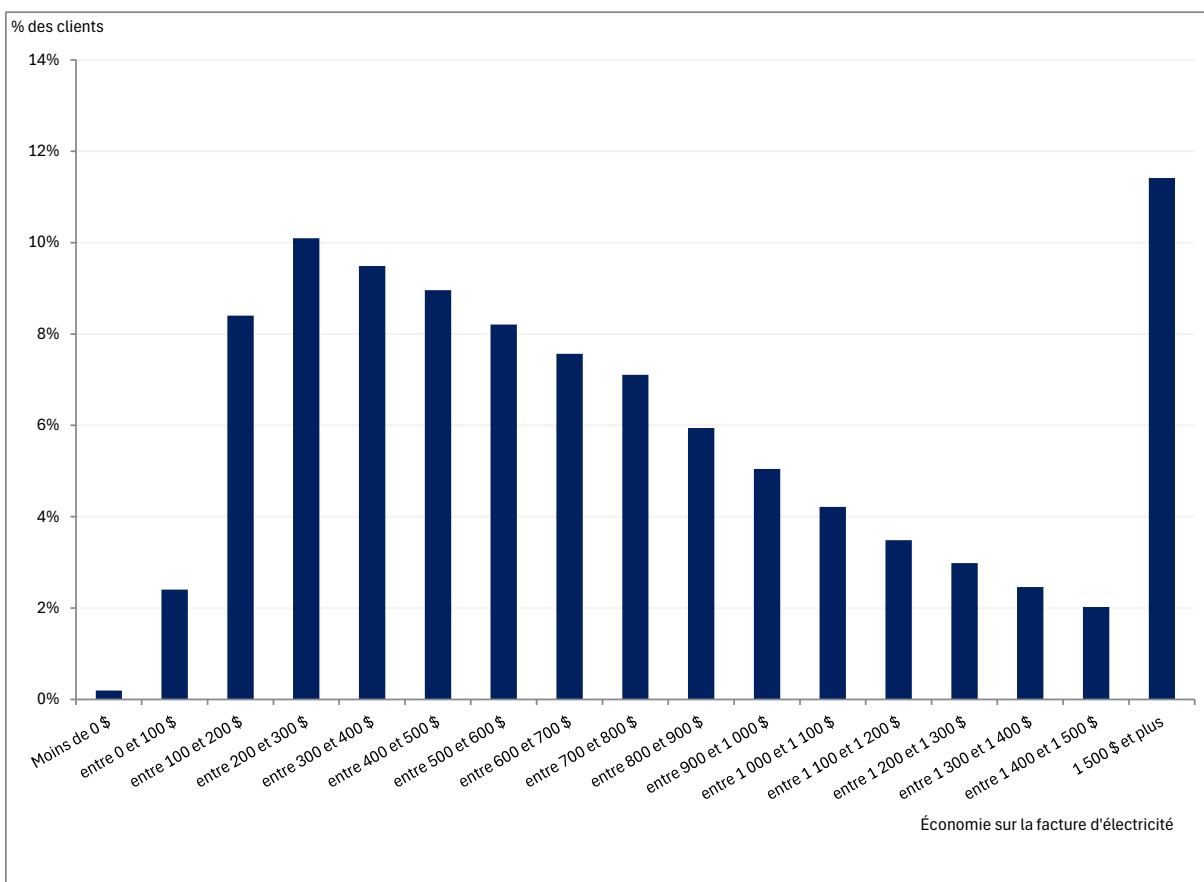
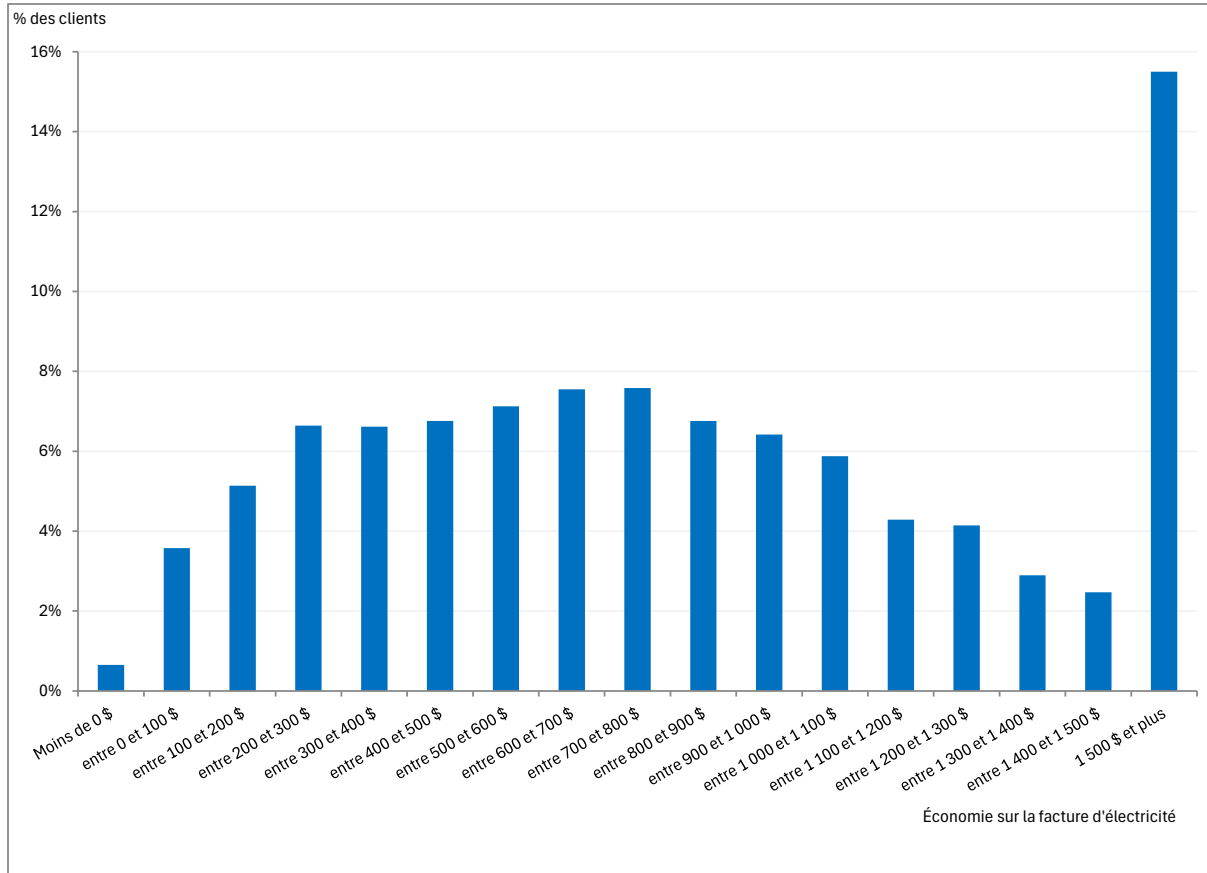


Figure CR-5.1B
Distribution des économies pour les clients dans la zone de permutation de - 15°C
pour l'année tarifaire 2024-2025



Question 5.2

Complément de réponse :

- 1 **Le Distributeur présente respectivement aux figures CR-5.2A et CR-5.2B, une**
- 2 **première distribution des économies pour les 91 553 clients dans la zone de**
- 3 **permutation à - 12°C et une seconde pour les 4 482 clients dans la zone de**
- 4 **permutation à - 15°C pour l'année tarifaire 2020-2021.**

Figure CR-5.2A
Distribution des économies pour les clients dans la zone de permutation de - 12°C
pour l'année tarifaire 2020-2021

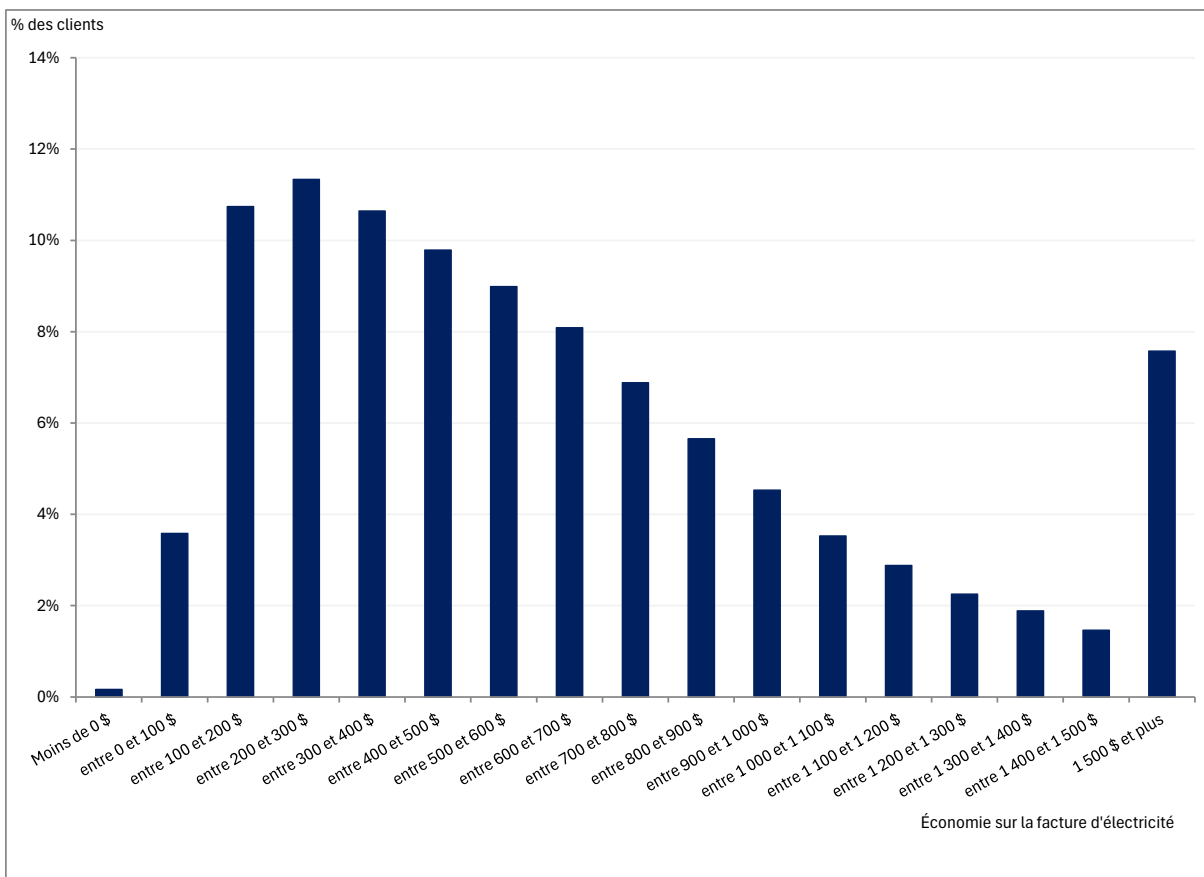
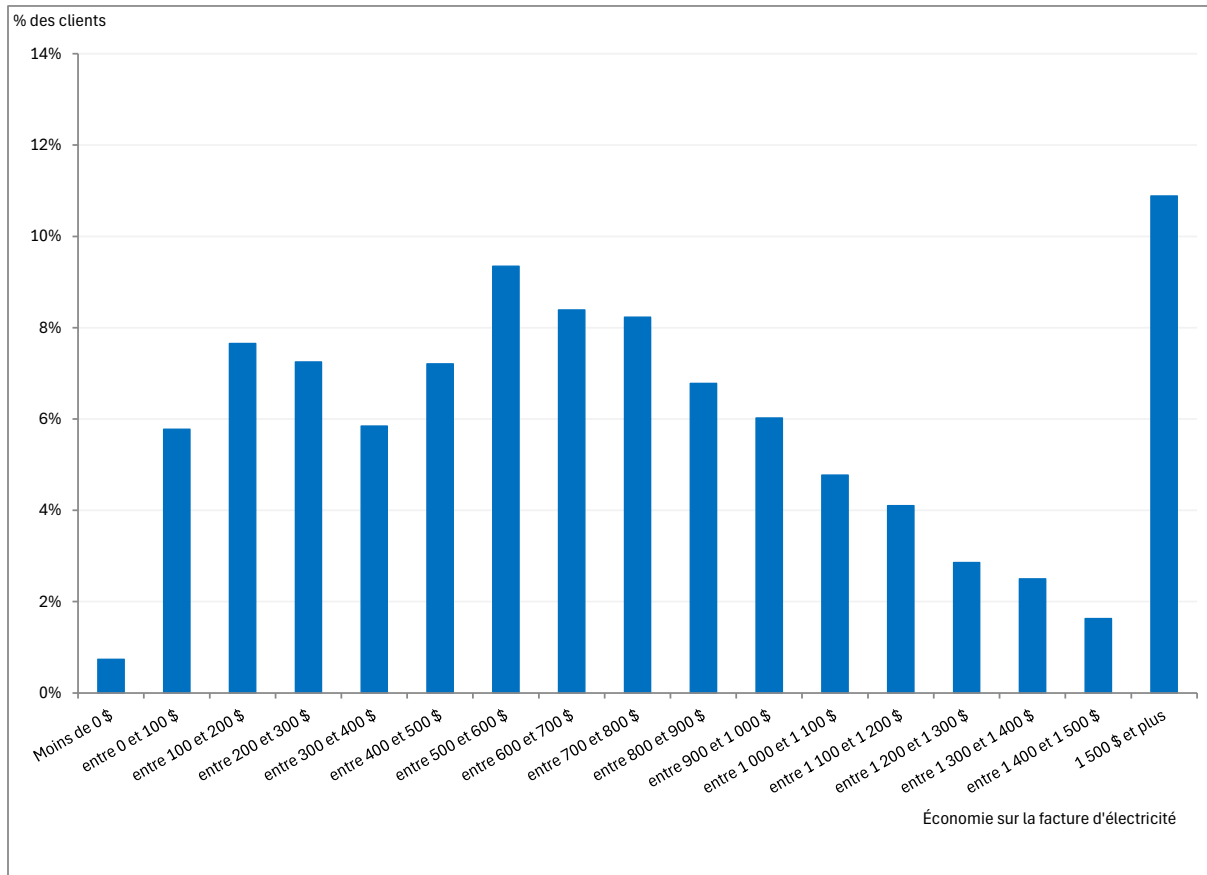


Figure CR-5.2B
Distribution des économies pour les clients dans la zone de permutation de -15°C
pour l'année tarifaire 2020-2021



Questions 5.3 et 5.4

Complément de réponse :

1 **Le Distributeur ne dispose pas d'une démonstration chiffrée quant au choix des**
 2 **températures de permutation et aux zones associées au tarif DT. La production**
 3 **d'une telle analyse ne pourrait être réalisée au prix d'efforts raisonnables dans**
 4 **le cadre de la présente révision tarifaire.**

5 **Bien que le calibrage du tarif DT soit effectué sur une maison unifamiliale située**
 6 **à Montréal, le Distributeur estime qu'il n'existe pas d'enjeu de rentabilité pour**
 7 **la clientèle dans la zone de transfert à -15 °C et qui exigerait un recalibrage du**
 8 **tarif DT pour l'ensemble de la clientèle.**

9 **Le Distributeur tient également à rappeler à l'intervenante que les prix du**
 10 **tarif DT ne peuvent être calibrés en fonction de la variation des prix du mazout,**

1 **puisque plusieurs combustibles, tels que le gaz naturel et le propane, sont**
 2 **également admissibles comme source d'appoint.**

Question 9.4

Complément de réponse :

3 **Le Distributeur a soumis le tableau des ventes réelles normalisées, car**
 4 **l'ensemble des données présentées sont normalisées. Le tableau CR-9.4**
 5 **présente les ventes réelles avant normalisation tel que demandé.**

Tableau CR-9.4
Ventes réelles pour l'année 2025

| | 2025 | Janvier | Février | Mars | Avril | Mai | Juin | Juil | Août | Sept |
|----------------------------|------|---------|---------|------|-------|------|------|------|------|------|
| Ventes réelles | | 21,3 | 19,2 | 17,8 | 14,7 | 12,8 | 12,1 | 12,6 | 12,5 | 11,6 |
| Ventes réelles normalisées | | 20,9 | 18,3 | 17,8 | 14,6 | 12,6 | 12,0 | 12,6 | 12,5 | 11,8 |

Question 10.1.1

Complément de réponse :

6 **Le Distributeur précise que la phrase à la référence (i), phrase introductive de**
 7 **la section 1 de la pièce HQD-4, Document 1 ([B-0013](#)) sur les revenus requis,**
 8 **réfère au Plan d'action 2035 et aux cibles qui y sont présentées.**

Question 10.3

Complément de réponse :

9 **Le Distributeur souligne que, outre le MTSM prévu à l'article 52.3 de la LRÉ, les**
 10 **mécanismes réglementaires usuels tels les comptes d'écart et de report (CER)**
 11 **redeviennent utiles et disponibles suivant l'adoption de la Loi 24, comme**
 12 **indiqué à la section 1 de la pièce HQD-3, Document 1 ([B-0010](#)).**