

# Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 4 de la Régie



---

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE DE RÉVISION TARIFAIRE DES ANNÉES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (ANNÉES 2026-2027, 2027-2028 ET 2028-2029)

---

**PROGRAMMES D'ÉÉ ET DE GDP**

**Prévisions pour l'année 2025 projetée**

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 6 à 9, p. 11 à 13;
  - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 3, R1.2;
  - (iii) Dossier R-4270-2024, pièce [B-0010](#), p. 3, R1.1.1.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente les budgets annuels des programmes d'ÉÉ et de GDP de 2024 à 2028.
- (ii) Au présent dossier, déposé le 31 juillet 2025, le Distributeur indique : « *Les données de l'année 2025 projetée correspondent aux prévisions budgétaires et énergétiques pour l'année 2025 corroborées avec le réel des deux premiers mois de l'année 2025.* » [nous soulignons]
- (iii) Au dossier tarifaire 2025, déposé le 1<sup>er</sup> août 2024, le Distributeur indique : « *Les données de l'année de base correspondent aux prévisions budgétaire et énergétique pour l'année 2024 considérant les coûts réels et économies d'énergie réelles constatés au cours des quatre premiers mois.* » [nous soulignons]

**Demande :**

- 1.1. Veuillez justifier le changement de procédure entre le dossier tarifaire 2025 et le présent dossier en ce qui a trait à l'établissement de prévisions projetées pour l'année de base (références (ii) et (iii)) considérant qu'au présent dossier la Régie doit déterminer les tarifs de trois années.

**Réponse :**

- 1 **Les prévisions pour l'année de base 2025, couvrant l'ensemble des données**
- 2 **financières de la présente demande tarifaire, s'appuient sur les données réelles**
- 3 **observées durant les quatre premiers mois de l'année. Toutefois, des impératifs**
- 4 **liés au processus budgétaire spécifique en ÉÉ, compte tenu de la hauteur des**
- 5 **cibles et de la nécessaire bonification des offres, ont fait en sorte que seules**
- 6 **les données réelles relatives aux appuis financiers versés lors des deux**
- 7 **premiers mois ont pu être considérées aux fins du présent dossier tarifaire. Le**
- 8 **Distributeur confirme que la prévision déposée au présent dossier est la**
- 9 **meilleure disponible et a été établie en fonction des cibles attendues.**

- 1.1.1. Veuillez élaborer sur l'impact de ce changement sur la vraisemblance des prévisions des années 2025 projetées et subséquentes présentées au présent dossier (référence (i)).

**Réponse :**

1           **Le Distributeur est d'avis que ce changement n'a pas d'impact important sur sa**  
2           **prévision autant pour l'année de base 2025 que pour les suivantes. En effet,**  
3           **lorsqu'il établit ses prévisions, le Distributeur ne s'appuie pas seulement sur**  
4           **les mois de l'année en cours, mais considère aussi les données historiques et**  
5           **les tendances observées. Par ailleurs, bien que de nouvelles initiatives soient**  
6           **planifiées, le Distributeur demeure confiant de la vraisemblance des budgets**  
7           **demandés. En effet, avec l'approche par portfolios proposée pour les années**  
8           **2026 à 2028, le Distributeur souhaite gérer son budget par portfolios en**  
9           **calibrant son offre d'appuis financiers afin de profiter des opportunités de**  
10           **marché à même l'enveloppe budgétaire demandée.**

11           **Voir aussi les compléments de réponse suivant la décision D-2025-113 aux**  
12           **questions 17.2.1 à 17.3.2 du RNCREQ à la pièce révisée HQD-8, Document 12.1**  
13           **([B-0103](#)).**

***Nouvelle approche de suivi des hypothèses des programmes***

2.    **Références :**     Pièce [B-0078](#), p. 3 à 5, questions 2 et 2.3 et réponses R2.1 et R2.3.

**Préambule :**

Aux fins de la question 2.3 de sa DDR # 2, la Régie présentait trois références. Dans les préambules associés à ces références, la Régie faisait état :

- Des difficultés mentionnées par le Distributeur pour présenter, comme pour le passé (pour le nombre de projets ou unités), le suivi des hypothèses de calcul de certains programmes d'ÉÉ dont *Solutions efficaces* ;
- De la prise en compte par le Distributeur, de résultats des évaluations périodiques dans l'établissement du calcul des programmes d'ÉÉ ;
- De l'utilisation, par le Distributeur, des données de son propre suivi interne, notamment, pour des projets prescriptifs et sur mesure de *Solutions efficaces*.

La question se lisait comme suit « 2.3 Veuillez expliquer la plus-value du changement méthodologique mentionné à la référence (i) considérant que le Distributeur doit suivre les données de participation à chacun de ses programmes et en tenir compte dans son suivi interne, notamment, aux fins des évaluations périodiques par des experts indépendants (références (ii) et (iii)). » [nous soulignons]

La réponse du Distributeur se lit comme suit : « Voir la réponse à la question 2.1, notamment les sections « Contexte » des pièces révisées HQD-2 Document 2.2 et HQD-7, Document 1 (complément de preuve). »

**Demande :**

2.1. Veuillez répondre à nouveau à la question 2.3 de la DDR # 2 de la Régie, cette fois-ci en considérant chacun des éléments de la question (soulignés en préambule) et chacune des trois références y indiquées. Veuillez élaborer votre réponse.

**Réponse :**

1           **Pour les fins du présent cycle tarifaire, les prévisions budgétaires et**  
2           **d'économies d'énergie des programmes d'EE pour la clientèle affaires ont été**  
3           **établies à l'aide notamment des données provenant des trajectoires d'adoption.**

4           **Le Distributeur juge que cette méthodologie est la plus appropriée, car elle**  
5           **capte mieux:**

- 6           • l'évolution de ses programmes ;
- 7           • l'accroissement de la mixité dans son portefeuille de mesures ;
- 8           • la migration vers un processus budgétaire triennal.

9           **Par exemple, pour le programme Solutions efficaces, le Distributeur rappelle**  
10          **que plus de 200 mesures sont admissibles au volet Offre simplifiée dont le mix**  
11          **peut évoluer grandement d'année en année. Ce programme inclut également le**  
12          **volet Offre sur mesure dont le type de projets entrepris par la clientèle peut**  
13          **impacter largement le nombre de projets, le gain unitaire et l'appui financier**  
14          **moyen versé. Pour ces raisons, le Distributeur indique que les informations sur**  
15          **le nombre de projets et les gains unitaires ne sont pas utilisées pour les fins de**  
16          **planification budgétaire.**

17          **Comme mentionné à la page 13 du Complément de preuve à la pièce révisée**  
18          **HQD-7, Document 1 ([B-0076](#)), le Distributeur confirme qu'il prend en compte les**  
19          **résultats des évaluations périodiques par des experts qui permettent par**  
20          **exemple de déterminer quelles mesures d'EE deviennent tendancielles ou**  
21          **nécessitent des modifications aux appuis financiers, de façon à non seulement**  
22          **ajuster le catalogue de mesures admissibles, mais également les prévisions**  
23          **budgétaires et d'économies d'énergie.**

24          **Le Distributeur suit toujours les résultats pour chacun de ses programmes**  
25          **disponibles dans son suivi interne, en tient compte dans la planification des**  
26          **évolutions de programmes et dans la planification budgétaire. Elles permettent**  
27          **notamment d'évaluer l'appui financier moyen en ¢/kWh utilisé pour établir les**  
28          **prévisions d'investissements.**

1           Ainsi, dans le contexte de l'approche par portefeuilles, le Distributeur estime que  
2           la méthodologie retenue est la plus appropriée pour assurer la fiabilité des  
3           prévisions budgétaires et énergétiques. Elle permet d'assurer une gestion  
4           proactive des programmes en tenant compte des éléments mentionnés  
5           ci-dessus, tout en maintenant les suivis internes qui sont complétés par les  
6           évaluations périodiques indépendantes, lesquelles permettent de valider les  
7           hypothèses retenues par le Distributeur.

***Présentation par portefeuilles et liste de nouveaux programmes d'ÉE présentée par le Distributeur***

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 6 et 7, p. 11 et 12;
  - (ii) Pièce [B-0076](#), Tableaux 2A à 2C, p. 7 et 8;
  - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 7, R3.1;
  - (iv) Pièce [B-0100](#), p. 12;
  - (v) Pièce [B-0078](#), Tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C;
  - (vi) Pièce [B-0039](#), p. 7, R2.1.1;
  - (vii) Pièce [B-0075](#), p. 11.

**Préambule :**

(i) Budgets et les impacts énergétiques des programmes d'ÉE, notamment, pour les années 2026 à 2028.

(ii) « *Les tableaux 2A à C présentent les tests économiques annuels par programmes du portfolio d'ÉE* ».

(iii) Le Distributeur présente, au Tableau R-3.1, certains renseignements au sujet des nouveaux programmes et de nouvelles mesures envisagé(e)s pour les années 2026 à 2028, soit *Panneaux solaires* pour les différentes clientèles, un nouveau projet pilote et un nouveau projet d'assistance pour les MFR, notamment leurs budgets. Il précise que ces budgets s'inscrivent dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portefeuilles.

(iv) Le Distributeur nuance une réponse dans laquelle il mentionnait qu'aucun budget afférent aux nouveaux programmes *Panneaux solaires* n'était inclus au Tableau 1 de la pièce [B-0075](#), p. 7, soit la version non ventilée du Tableau 6 de la référence (i).

(v) Aux Tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C, le Distributeur présente les résultats des tests économiques 2026 à 2028 pour quelques nouveaux programmes et nouvelles mesures envisagé(e)s, soit *Panneaux solaires* pour les clientèles résidentiel et affaires, projet pilote et programme d'assistance pour les MFR.

(vi) « [...] *En ce qui a trait aux interventions en ÉÉ en réseaux autonomes, notamment pour le marché résidentiel [...]. Les budgets pour les appuis financiers pour le solaire photovoltaïque seront intégrés au portfolio d'ÉÉ lorsque les hypothèses se préciseront [...]* » [nous soulignons]

(vii) Pour le programme *Solutions efficaces*, le Distributeur « [...] *compte développer un programme ciblé qui permettrait de réduire les barrières à l'entrée pour les grands clients industriels.* »

#### Demandes :

3.1. Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé des balisages des coûts / performance pour l'ensemble des nouveaux programmes et des nouvelles mesures qui seront lancé(s) pendant la période du cycle tarifaire. Dans l'affirmative, veuillez présenter les principales conclusions de ces balisages.

#### Réponse :

1        **Le Distributeur confirme effectuer régulièrement des vigies en plus de**  
2        **consultations auprès d'autres utilités, dont les conclusions principales sont**  
3        **reproduites ci-dessous.**

4        **En ce qui concerne les panneaux solaires, le Distributeur effectue**  
5        **périodiquement une vigie de l'évolution des coûts et de la performance de ces**  
6        **systèmes lorsqu'il met à jour ses prévisions. Il constate une diminution du coût**  
7        **de la technologie et du coût relatif en fonction de la capacité installée, indiquant**  
8        **ainsi la présence d'économies d'échelle. Enfin, le Distributeur estime le taux de**  
9        **rendement dans le contexte québécois à près de 15 %. Le Distributeur a utilisé**  
10       **les paramètres ainsi constatés afin de calibrer son offre. Voir également la**  
11       **réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ**  
12       **à la pièce HQD-5, document 2.3 ([B-0119](#)) du dossier R-4110-2019.**

13       **En ce qui concerne les programmes MFR, le Distributeur est en constante**  
14       **communication avec des utilités comme BC Hydro, Manitoba Hydro et des**  
15       **organismes comme IESO (Ontario) afin d'identifier les meilleures pratiques en**  
16       **lien avec le développement et l'exploitation de programmes d'ÉÉ destinés à**  
17       **cette population vulnérable. Ces organisations partagent les meilleures**  
18       **pratiques, échangent sur les politiques fédérales et discutent des nouvelles**  
19       **technologies à l'horizon.**

20       **En ce qui concerne le développement d'un volet permettant de réduire les**  
21       **barrières à l'entrée pour les grands clients industriels, la revue du Distributeur**  
22       **lui a permis de constater l'existence de volets similaires chez d'autres utilités,**  
23       **comme BC Hydro.**

3.2. Veuillez comparer qualitativement et quantitativement les budgets et les impacts énergétiques annuels des nouveaux programmes ou des nouvelles mesures, tels que présentés au Tableau R-3.1 à la référence (iii), avec ceux comptabilisés ou pris en compte dans les budgets et les impacts des programmes auxquels ils se rattachent aux Tableaux 6 et 7 de la référence (i) dans la « logique de la nouvelle approche de gestion par portefeuilles ». Veuillez fournir une réponse distincte par nouveau programme et par nouvelle mesure.

**Réponse :**

1           **En ce qui a trait au marché affaires, les nouveautés touchent le programme**  
2           **Solutions efficaces avec l'ajout de mesures pour les panneaux solaires. Le**  
3           **Distributeur estime que cet ajout représente une faible part du budget du**  
4           **programme Solutions efficaces présenté aux tableaux 6 et 7 du Complément de**  
5           **preuve à la pièce révisée HQD-7, Document 1 ([B-0076](#)) considérant l'adoption**  
6           **progressive anticipée sur la période 2026 à 2028.**

7           **En ce qui a trait au marché résidentiel, les nouveautés touchent :**

- 8           • **LogisVert, avec l'ajout du programme d'installation de panneaux**  
9           **solaires ;**
- 10          • **Le programme destiné à la clientèle MFR avec une nouvelle initiative**  
11          **visant le soutien aux locataires et propriétaires vivant en situation de**  
12          **précarité énergétique. Une nouvelle offre visant un meilleur accès aux**  
13          **mesures d'ÉÉ, dont la portée demeure tributaire d'un financement à**  
14          **obtenir, est en développement ;**
- 15          • **Les réseaux autonomes avec l'ajout du programme d'installation de**  
16          **panneaux solaires pour les clientèles résidentielles et affaires.**

17           **Comme mentionné à la pièce révisée HQD-8, Document 12.1 ([B-0103](#)) du**  
18           **présent dossier, le Distributeur précise qu'il compte exploiter ces nouveaux**  
19           **programmes ou nouvelles mesures à même les enveloppes budgétaires**  
20           **demandées en vue d'atteindre les prévisions énergétiques annoncées.**

3.3. Veuillez confirmer que les budgets et les impacts énergétiques des nouveaux programmes ou des nouvelles mesures, tels que présentés au Tableau R-3.1 à la référence (iii), ont été utilisés comme intrants dans le calcul des tests économiques :

3.3.1. Présentés aux Tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C de la référence (v). Dans la négative, veuillez préciser les budgets et les impacts énergétiques utilisés comme intrants dans le calcul et expliquer votre choix.

**Réponse :**

21           **Le Distributeur le confirme.**

3.3.2. Des programmes auxquels les nouveaux programmes ou les nouvelles mesures se rattachent, présentés aux Tableaux 2A à 2C de la référence (ii) :

**Réponse :**

1 Les budgets et les impacts énergétiques des nouveaux programmes ou des  
2 nouvelles mesures présentés au tableau R-3.1 de la demande de  
3 renseignements n° 2 de la Régie à la pièce révisée HQD-8, Document 1.2  
4 ([B-0078](#)) n'ont pas été pris en compte dans l'élaboration des tests économiques  
5 présentés aux tableaux 2A et 2C du Complément de preuve à la pièce révisée  
6 HQD-7, Document 1 ([B-0076](#)).

7 Ceci étant dit, les budgets et les impacts énergétiques de ces nouveaux  
8 programmes ou de ces nouvelles mesures représentent une faible part  
9 (respectivement de 5,2 % et de 2,4 %) des budgets et impacts énergétiques  
10 présentés à la pièce révisée HQD-2, Document 2.2 ([B-0075](#)). De plus, le  
11 Distributeur a présenté, aux tableaux 7 et 8 de la pièce révisée HQD-2,  
12 Document 2.2 ([B-0075](#)), les taux de variations des variables identifiées aux fins  
13 des analyses de sensibilité pour ses portefeuilles en EÉ et en GDP ainsi que les  
14 résultats attendus. Comme la part de ces budgets et impacts énergétiques est  
15 en deçà des taux de variation des variables identifiées et que dans un scénario  
16 défavorable, les tests économiques demeurent positifs, le Distributeur  
17 considère que l'impact des budgets et des gains énergétiques prévus pour ces  
18 nouveaux programmes demeure limité militent ainsi en faveur de l'approche  
19 par portefeuilles proposée par le Distributeur.

3.3.2.1. Dans la négative, veuillez préciser les valeurs des intrants budgétaires et d'impact énergétique utilisés et expliquer votre choix. Veuillez également redéposer les tableaux, cette fois-ci en utilisant les budgets et les impacts énergétiques présentés au Tableau R-3.1 de la référence (iii).

**Réponse :**

20 **Voir la réponse à la question 3.3.2.**

3.3.2.2. Dans la négative et dans le cas où aucun intrant budgétaire et d'impact énergétique précis pour ces nouveaux programmes et nouvelles mesures n'aurait été utilisé, veuillez commenter la valeur probante des calculs de tests économiques de programmes englobants.

**Réponse :**

21 **Voir la réponse à la question 3.3.2.**

3.4. Veuillez expliquer qu'aucune charge d'exploitation n'ait été estimée pour les programmes *Panneaux solaires* du marché résidentiel et des *Réseaux autonomes* au Tableau R-3.1 de la référence (iii). Veuillez expliquer que ces charges soient nulles ou presque nulles pour le reste des programmes présentés dans ce tableau.

**Réponse :**

1            **L'évaluation des charges d'exploitation pour les programmes d'installation de**  
2            **panneaux solaires du marché résidentiel et des Réseaux n'a pas encore été**  
3            **réalisée. Les charges présentées au tableau pour les autres programmes**  
4            **paraissant à la référence (iii) correspondent au meilleur estimé à partir des**  
5            **informations à la disposition du Distributeur.**

3.5. Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur entend préciser les hypothèses du programme *Panneaux solaires* visant les *Réseaux autonomes* (référence (vi)).

**Réponse :**

6            **Le Distributeur entend préciser les hypothèses du programme d'installation de**  
7            **panneaux solaires aux Îles-de-la-Madeleine d'ici le printemps 2026.**

3.6. Veuillez préciser l'année du cycle tarifaire dans laquelle le programme ciblé mentionné à la référence (vii) sera lancé. Veuillez également :

**Réponse :**

8            **Le Distributeur précise qu'il ne s'agit pas d'un nouveau programme, mais d'un**  
9            **volet additionnel disponible dans Solutions efficaces. Ce volet ciblé pour les**  
10           **grands clients industriels devrait être lancé en 2026.**

3.6.1. Présenter les budgets (investissements, charges et total) et les impacts énergétiques (GWh, MW) associés à l'offre de ce nouveau programme pour les années 2026, 2027 et 2028.

**Réponse :**

11           **Le Distributeur présente dans le tableau R-3.6.1 le budget préliminaire estimé**  
12           **et souligne qu'aucune économie d'énergie directe ne peut être associée à cette**  
13           **mesure puisqu'il s'agit d'une offre visant la réalisation d'évaluations de projets.**  
14           **Le Distributeur précise que cette mesure sera intégrée à même le programme**  
15           **Solutions efficaces et qu'elle n'affecte pas le budget total de Solutions efficaces**  
16           **présenté aux tableaux 6 et 7 de la référence (i).**

**Tableau R-3.6.1**  
**Budget et impacts énergétiques annuels**  
**Volet Évaluation de projets pour les grands clients industriels**

	2026	2027	2028
<b>Investissements</b>	<b>2,9</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>
<b>Charges</b>	<b>0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>
<b>Total (M\$)</b>	<b>2,9</b>	<b>4,7</b>	<b>4,7</b>
<b>Économies d'énergie (GWh)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

3.6.2. Présenter et expliquer les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus afin d'estimer les budgets et les impacts demandés à la question 3.6.1.

**Réponse :**

1            **Le volet ciblé pour les grands clients industriels permettra de fournir un appui**  
 2            **financier pour la réalisation d'évaluations de projets. Le Distributeur estime**  
 3            **qu'entre 20 et 50 installations pourraient se prévaloir de ce volet. Chaque**  
 4            **évaluation de projets a un coût estimé entre 200 000 \$ et 250 000 \$.**

3.6.3. Comparer qualitativement et quantitativement les budgets et les impacts énergétiques annuels présentés en réponse à la question 3.6.1 avec ceux comptabilisés ou pris en compte dans les budgets et les impacts du programme *Solutions efficaces* présentés aux Tableaux 6 et 7 de la référence (i), le cas échéant, dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portfolios.

**Réponse :**

5            **Le Distributeur précise qu'il compte exploiter ce volet à même les enveloppes**  
 6            **budgétaires demandées pour le programme Solutions efficaces en vue**  
 7            **d'atteindre les prévisions énergétiques annoncées.**

8            **Voir également la réponse à la question 3.6.1.**

**Présentation par portfolios et programmes d'ÉÉ exclus de la liste de nouveaux programmes présentée par le Distributeur**

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 6 et 7, p. 11 et 12;
  - (ii) Pièces [B-0078](#), p. 5 à 9, question 3, R3.1, R3.1.1 à R3.1.3;
  - (iii) Pièce [B-0075](#), p. 12;
  - (iv) Pièces [B-0078](#), p. 35, R18.1.2 et communiqué « [Des solutions concrètes pour assurer la sécurité énergétique des îles-de-la-Madeleine](#) », Hydro-Québec, 4 juin 2025;
  - (v) Pièce [B-0039](#), p. 7, R2.1.1;
  - (vi) Décision [D-2025-113](#), p. 11.
  - (vii) Dossier R-4270-2024, pièce [B-0010](#), p. 24, R12.1.

**Préambule :**

(i) Budgets et les impacts énergétiques des programmes d'ÉÉ, notamment, pour les années 2026 à 2028.

(ii) Aux fins de la question 3 de sa DDR # 2, la Régie énumérait les nouveautés par rapport à l'offre présentée au dossier tarifaire 2025, incluant le programme *Gestion de l'énergie (GERE)* et le programme d'installation de thermopompes aux îles-de-la-Madeleine.

En réponse à la sous-question 3.1, le Distributeur indique, notamment que : « [...] les programmes [...] (GERE) et Installation des thermopompes aux îles-de-la-Madeleine étaient déjà intégrés dans les budgets présentés. [...] ». [nous soulignons]

Ainsi, les informations demandées aux questions 3.1.1, 3.1.2 et 3.1.3 de la même DDR n'ont pas été fournies pour les deux programmes mentionnés.

(iii) « [...] le futur programme [...] (GERE) actuellement en pilote.

**Programme GERE**

[...]. *Le Distributeur sélectionnera les projets les plus prometteurs pour l'atteinte de ses objectifs et ceci sera répété de façon périodique sur plusieurs années.*

[...]

**2.3.1. Réseaux autonomes - Marché Résidentiel**

[...] *Le Distributeur a notamment décidé de convertir le projet pilote visant l'installation de thermopompes aux îles-de-la-Madeleine en mesure permanente à partir de l'automne 2025, bonifiant ainsi l'appui financier de la thermopompe très efficace et l'intégrant à même le programme Logisvert.* » [nous soulignons]

(iv) Le Distributeur précise que « *L'annonce d'un investissement de 70 M\$ aux Îles-de-la-Madeleine [sur trois ans] pour le programme ERA comporte une portion pour le volet EÉ d'environ 10 M\$ [...] ». Ce volet, fait référence, selon le Distributeur aux « *subventions pour des équipements efficaces, tels que les thermopompes [...] » [nous ajoutons] [nous soulignons]**

(v) « [...] *En ce qui a trait aux interventions en EÉ en réseaux autonomes, notamment pour le marché résidentiel, le budget demandé dans le cadre du présent dossier ne comprend que les montants prévus pour les appuis financiers dédiés à la thermopompe très efficace. [...] » [nous soulignons]*

(vi) « [26] [...] *Avec ces précisions, les budgets afférents au programme GERE pourront être obtenus par différence.*

**[27] En conséquence, la Régie accueille la contestation relative à la réponse du Distributeur à la question 15.1.1.1 de l'AQCIE-CIFQ et lui demande de préciser, pour chacune des colonnes du tableau 6 de la pièce B-0076, le montant associé au programme SGÉÉ. »** [nous soulignons]

(vii) Le Distributeur indique avoir intégré des mesures de GDP, notamment en lien avec l'automatisation, au programme d'EÉ *Solutions efficaces*. En réponse à une DDR, il confirme qu'aucun coût associé à des mesures de GDP n'a été considéré dans des programmes d'EÉ pour les années 2026 à 2028.

#### **Demandes :**

4.1. Veuillez préciser les budgets (investissements, charges et total) et les impacts énergétiques (GWh, MW) du programme d'installation de thermopompes aux îles-de-la-Madeleine pour les années 2026, 2027 et 2028 (références (i) à (iii)). Veuillez également confirmer que :

#### **Réponse :**

1            **Les tableaux 6 et 7 de la référence (i) incluent les prévisions budgétaires et**  
2            **énergétiques des programmes des marchés résidentiel et affaires offerts dans**  
3            **les réseaux autonomes pour les années visées. Le tableau R-4.1 présente la**  
4            **portion de ces budgets et impacts énergétiques pour le programme**  
5            **d'installation de thermopompes aux Îles-de-la-Madeleine.**

**Tableau R-4.1**  
**Budget et impacts énergétiques annuels**  
**Programme d'installation de thermopompes aux Îles-de-la-Madeleine**

	2026	2027	2028
<b>Investissements</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Charges</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>
<b>Total (M\$)</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>
<b>Économies d'énergie (GWh)</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>

4.1.1. Ces budgets et impacts équivalent au total à ceux présentés pour le programme *Réseaux autonomes* du marché résidentiel (non ventilés aux Tableaux 6 et 7 de la référence (i)) (références (iv) et (v)). Dans la négative, veuillez expliquer toute différence, chiffres à l'appui.

**Réponse :**

1            **Les budgets et impacts énergétiques présentés au tableau R-4.1 sont**  
 2            **seulement pour la clientèle résidentielle alors que les budgets et impacts**  
 3            **énergétiques présentés aux tableaux 6 et 7 de la référence (i) visent aussi la**  
 4            **clientèle affaire.**

4.1.2. Aucune portion de ces budgets et impacts n'a été comptabilisée dans le programme *LogisVert* (référence (iii)) en tenant compte de l'approche suivie pour d'autres programmes (référence (vii)). Dans la négative, veuillez préciser les portions comptabilisées et expliquer votre choix.

**Réponse :**

5            **Le Distributeur confirme qu'aucune portion des budgets et des impacts de la**  
 6            **mesure Installation de thermopompes aux Îles-de-la-Madeleine n'a été**  
 7            **comptabilisée dans un programme d'ÉE autre que Réseaux autonomes.**

4.2. Veuillez préciser les budgets et les impacts énergétiques (GWh, MW) du programme GERE pour les années 2026, 2027 et 2028 (références (i), (ii) et (vi)). Veuillez également confirmer qu'aucune portion des budgets et des impacts du programme GERE n'a été comptabilisée dans un programme d'ÉE autre que *Programmes Gestion de l'énergie* en tenant compte de l'approche suivie pour d'autres programmes (référence (vii)). Dans la négative, veuillez préciser le(s) programme(s) d'ÉE, les portions comptabilisées et expliquer votre choix.

Réponse :

- 1            Le tableau R-4.2 présente l'information demandée.
- 2            Le Distributeur confirme qu'aucune portion des budgets et des impacts du
- 3            programme GERE n'a été comptabilisée dans un programme d'EE autre que
- 4            Programmes Gestion de l'énergie.

**Tableau R-4.2**  
**Prévisions énergétiques (GWh) et budgétaires (M\$) du programme GERE**

	2026	2027	2028
Investissements	5,9	14,7	42,4
Charges	0,2	0,5	1,3
<b>Total</b>	<b>6,1</b>	<b>15,1</b>	<b>43,7</b>
<b>GWh</b>	<b>26,3</b>	<b>62,3</b>	<b>171,0</b>

- 4.3. Veuillez présenter et expliquer les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus par le Distributeur afin d'estimer les budgets et les impacts du programme GERE et du programme d'installation de thermopompes aux îles-de-la-Madeleine pour les années 2026, 2027 et 2028.

Réponse :

- 5            Les hypothèses utilisées par le Distributeur pour estimer les impacts
- 6            énergétiques et le budget du programme GERE sont les suivantes :
- 7            • 500 clients actifs en 2028, avec une adhésion progressive entre 2026 et
- 8            2028 ;
- 9            • Économies d'énergie variant entre 5 à 8 % de la consommation du client
- 10            entre 2026 et 2028 ;
- 11            • Rémunération incitative pour la firme de génie-conseil qui accompagne
- 12            le client.

- 13            Les hypothèses utilisées par le Distributeur pour estimer les coûts reliés à
- 14            l'installation de thermopompes aux Îles-de-la-Madeleine et les impacts
- 15            énergétiques sont les suivantes :
- 16            • L'appui financier aux Îles-de-la-Madeleine est bonifié à 200 \$/kBTU, ce
- 17            qui a été utilisé pour établir les prévisions.
- 18            • Les économies d'énergie totales prévues sont de 0,5 GWh par année
- 19            pour 2026, 2027 et 2028.

- 4.3.1. Veuillez présenter les résultats des projets pilotes mentionnés à la référence (iii) et élaborer sur leur prise en compte dans cette estimation budgétaire et d'impacts énergétiques.

**Réponse :**

1 **Le projet pilote GERE a généré des gains de 1,0 GWh en 2024 et à ce jour en**  
2 **2025, 10,3 GWh. Le pilote a une durée totale de 5 ans.**

3 **Quant au projet pilote de thermopompes aux Îles-de-la-Madeleine, il a généré**  
4 **des gains de 0,6 GWh en 2024.**

5 **Le Distributeur confirme que ces résultats ont été pris en compte dans les**  
6 **prévisions budgétaires et énergétiques présentées dans le présent dossier.**

- 4.3.2. Dans le cas où les approximations pour estimer ces budgets et impacts incluent la nouvelle approche par portfolios, veuillez détailler son application, chiffres à l'appui (référence (ii)).

**Réponse :**

7 **Voir les réponses aux questions 4.2 et 4.3 ci-dessus.**

- 4.4. Veuillez fournir plus de détails sur le fonctionnement du nouveau programme GERE. Notamment, veuillez préciser si les projets les plus prometteurs sélectionnés par le Distributeur (référence iii) obtiendront un appui financier.

**Réponse :**

8 **Par le biais du programme GERE, le Distributeur offre une aide financière aux**  
9 **clients d'affaires pour optimiser la performance énergétique de leurs bâtiments**  
10 **(commercial ou institutionnel) par une démarche de remise au point (RCx). Le**  
11 **Distributeur mandate des fournisseurs, en mode cohortes, pour accompagner**  
12 **les clients dans cette démarche et assume leurs frais de prestation. Les**  
13 **économies d'énergie validées donnent lieu à une rémunération incitative pour**  
14 **les fournisseurs et à un appui financier versé directement aux clients.**

***Présentation par portfolios et modifications aux programmes d'ÉE existants***

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 6 et 7, p. 11 et 12;
  - (ii) Pièces [B-0075](#), p. 8, 9, 11 et 12 et [B-0084](#), p. 31, R15.4 ;
  - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 29, 30 et 32, R15.1, R15.2 et R15.3;
  - (iv) Pièce [B-0078](#), p. 15, R8.1.

**Préambule :**

(i) Budgets et les impacts énergétiques des programmes d’EE, notamment, pour les années 2026 à 2028.

(ii) La Régie comprend des pièces en référence que le Distributeur a apporté ou envisage apporter des modifications aux programmes d’EE entre 2025 et 2028, tel que précisé ci-après :

Programme d’EE	Modification	Date de mise en vigueur
Programmes Ménages à faible revenu	Bonification du programme <i>Rénovation énergétique</i>	
Programme <i>Solutions efficaces</i>	Ajout d’un volet afin d’intégrer complètement les mesures du programme <i>Produits agricoles</i>	
	Simplification du processus d’adhésion et des outils	
	Bonification de l’Offre sur mesure et de certains financements	
	Augmentation du financement de mesures nécessitant des investissements plus importants afin de réduire la période de retour sur l’investissement (PRI)	
Programmes <i>Gestion de l’énergie</i>	Refonte du Programme <i>SGEE</i> . Les modalités financières seront bonifiées.	Début de l’année 2026

Par ailleurs, la Régie ne tient pas compte dans cette liste, des programmes devenant réguliers à la suite d’un projet pilote.

(iii) Le Distributeur confirme que les montants inclus au Tableau 6 de la référence (i) reflètent des appuis financiers modifiés au programme SGEE ainsi que les impacts attendus de la fixation d’une modalité tarifaire SGEE visant les clients au tarif L et aux contrats spéciaux et soutient que ces budgets s’inscrivent dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portefeuilles.

(iv) « *La progression du budget entre 2024 et 2026 est le résultat à la fois d’une hausse de la participation au programme et d’une hausse des appuis financiers avec notamment le lancement de OSE 5.1.*

[...] ».

**Demandes :**

5.1. Veuillez valider et le cas échéant, corriger et bonifier la liste de programmes d’EE faisant l’objet de modifications entre 2025 et 2028 présentée par la Régie au préambule (ii). Veuillez présenter et expliquer la liste résultante.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur présente la liste de programmes d’EE faisant l’objet de**  
 2 **modifications entre 2025 et 2028 ainsi que les dates de mise en vigueur**  
 3 **préliminaires au tableau R-5.1.**

**Tableau R-5.1**

**Dates de mise en vigueur des modifications prévues dans les programmes d'ÉÉ**

<b>Programme d'ÉÉ</b>	<b>Modification</b>	<b>Date de mise en vigueur</b>
Programme Ménage à faible revenu	Bonification du programme Rénovation énergétique	À partir du premier trimestre 2026
Programme Solutions efficaces	Ajout d'un volet afin d'intégrer complètement les mesures de programmes Produits agricoles	2027 ou 2028
	Simplification du processus d'adhésion et des outils	Amélioration en continu à chaque nouvelle version du programme. Prochaine version : printemps 2026
	Bonification de l'Offre sur mesure et de certains financements	Lancé en octobre 2024
	Augmentation du financement des mesures nécessitant des investissements plus importants afin de réduire la période de retour sur l'investissement (PRI)	Amélioration en continu à chaque nouvelle version du programme. Prochaine version : printemps 2026
	Ajout d'un volet Évaluation de projets	2026
Programmes Gestion de l'énergie	Refonte du programme SGEE. Les modalités financières seront bonifiées	Début de l'année 2026

1            **Concernant le programme Solutions efficaces, le Distributeur précise que**  
 2            **l'Offre sur mesure est en vigueur depuis octobre 2024. Comme présenté en**  
 3            **réponse à la question 3.6, le volet Évaluation de projets a été ajouté à la liste de**  
 4            **modifications.**

5            **L'axe Simplification du processus d'adhésion et des outils est de nature**  
 6            **administrative et n'affecte ni les budgets, ni les impacts énergétiques du**  
 7            **programme Solutions efficaces. Il s'agit plutôt d'améliorations qui sont**  
 8            **réalisées en continu depuis le lancement du programme.**

9            **La bonification du programme destiné à la clientèle MFR vise l'accélération des**  
 10           **mesures écoénergétiques dans les logements sociaux dans un premier temps,**  
 11           **et dans les logements communautaires dans un second temps, soit au début**  
 12           **2027.**

Veuillez également :

5.1.1. Préciser les dates de mise en vigueur des modifications.

**Réponse :**

13           **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.1.2. Présenter les budgets (investissements, charges et total) et les impacts énergétiques (GWh, MW) associés aux modifications par programme pour les années 2026, 2027 et 2028 en tenant compte des références (iii) et (iv).

Réponse :

1 Le Distributeur présente au tableau R-5.1.2 ci-après les informations  
2 demandées pour le programme SGEE.

3 Les budgets, impacts énergétiques et hypothèses retenues liés aux  
4 modifications du programme destiné à la clientèle MFR sont présentés au  
5 tableau R-3.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce  
6 révisée HQD-8, Document 1.2 ([B-0078](#)).

7 Pour le volet Évaluation de projets, voir la réponse à la question 3.6.1.

**Tableau R-5.1.2**  
**Prévisions énergétiques (GWh) et budgétaires (M\$) du programme SGEE**

	2026	2027	2028
Investissements	11,2	29,3	22,3
Charges	0,3	0,9	0,7
<b>Total</b>	11,6	30,3	23,0
<b>GWh</b>	188,5	365,6	399,9

5.1.3. Présenter et expliquer les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus afin d'estimer les budgets et les impacts demandés à la question 5.1.2.

Réponse :

8 Les hypothèses utilisées par le Distributeur pour estimer les impacts  
9 énergétiques et le budget du nouveau programme SGEE sont les suivantes :

- 10 • Environ 90 clients participants en 2028 ;
- 11 • Économies d'énergie estimées de 1,0 % ou 1,5 % de la consommation
- 12 par année, selon le type de client ;
- 13 • Rémunération fixe pour la mise en place du système de gestion de
- 14 l'énergie.

15 Voir le tableau R-3.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la  
16 pièce révisée HQD-8, Document 1.2 ([B-0078](#)) pour les hypothèses liées aux  
17 modifications du programme destiné à la clientèle MFR.

18 Pour le volet Évaluation de projets, voir la réponse à la question 3.6.2.

- 5.1.4. Comparer qualitativement et quantitativement les budgets et les impacts énergétiques annuels par programme présentés en réponse à la question 5.1.2 avec ceux comptabilisés ou pris en compte dans les budgets et les impacts présentés aux Tableaux 6 et 7 de la référence (i), le cas échéant, dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portfolios (référence (iii)).

**Réponse :**

- 1 **Les prévisions des programmes SGEE présentées à la question 5.1.2 sont déjà**  
2 **incluses dans les tableaux 6 et 7 de la référence (i). Les autres modifications**  
3 **identifiées à la référence (ii) n'ont pas d'impacts sur ces tableaux.**  
4 **Pour le volet Évaluation de projets, voir la réponse à la question 3.6.3.**

**Présentation par portfolios et modifications aux programmes de GDP existants**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableaux 8 et 9, p. 13;
  - (ii) Pièce [B-0075](#), p. 13 et 14;
  - (iii) Pièces [B-0075](#), p. 14 et Dossier R-4270-2024 Ph3, pièce [B-0114](#), p. 17;
  - (iv) Pièce [B-0078](#), p. 6, R3.1;
  - (v) Pièce [B-0078](#), p. 20, R11.3;
  - (vi) Pièce [B-0039](#), p. 10, R3.1;
  - (vii) Pièce [B-0078](#), p. 22, R12.3.1;
  - (viii) Pièce [B-0078](#), p. 23 et 24, R12.5;
  - (ix) Dossier R-4270-2024 Ph3, pièces [B-0100](#), p. 17 et 25, R7.5 et R12.3 et [B-0202](#), p. 11 et 13, R4.3 et R4.6.2.

**Préambule :**

- (i) Budgets et les impacts énergétiques des programmes de GDP, notamment, pour les années 2026 à 2028.
- (ii) Le Distributeur fournit des précisions sur le *programme de thermostats intelligents à 0\$* lancé en avril 2025 et sur sa composante *Chauffe-eau interruptibles* lancée à l'été 2025 (marché résidentiel).
- (iii) Au dossier tarifaire 2025 et au présent dossier, le Distributeur fournit des précisions sur l'ajout de mesures de GDP au programme *Solutions efficaces* (marché affaires). La Régie note que ces précisions sont presque identiques.
- (iv) « [...] *Le programme d'accès à 0\$ de thermostats intelligents est un programme déjà existant [Offre Hilo et appareils compatibles] qui est bonifié.* » [nous ajoutons]

(v) « La gratuité des appareils Hilo (thermostats et contrôleurs de charge pour le chauffe-eau), une bonification de la prime pour les appareils compatibles de manière à couvrir le prix d'achat dans la majorité des cas, de même que l'obligation d'adhérer au tarif Flex D pour bénéficiaire de ces appuis financiers sont les éléments qui constituent une bonification de l'offre précédente. » [nous soulignons]

(vi) « Programmes [GDP] affaires [en 2024] : Des appuis financiers relatifs à un projet pilote pour l'automatisation destiné à la clientèle affaires, comptabilisés tardivement, à la hauteur de 0,7 M\$ et 3 MW. Ce projet pilote a par la suite été intégré au programme Solutions efficaces. » [nous ajoutons]

(vii) « Le Distributeur considère que les résultats du projet pilote [programme GDP clientèle affaires] ont permis de mieux cibler les mesures prioritaires afin de formaliser des appuis financiers en mode prescriptif pour les années subséquentes et de caractériser leur performance effective. » [nous ajoutons]

(viii) Le Distributeur présente le rapport \$ en appuis financiers par kW-installé pour ses programmes de GDP pour les années 2024 à 2028, en tenant compte des valeurs qu'il a révisées, à la suite de la DDR # 2 de la Régie, aux Tableaux de la référence (i). Le Distributeur indique que ces rapports en \$/kW installé ne reflètent pas la bonification des programmes Thermostats intelligents à 0 \$ et Chauffe-eau interruptibles.

(ix) L'hypothèse retenue par le Distributeur pour les programmes de GDP, tant pour la clientèle résidentielle que la clientèle affaires au dossier tarifaire 2025 est un rapport de 300 \$ en appuis financier par kW-installé.

**Demandes :**

6.1. Veuillez confirmer que le programme *GDP clientèle affaires* n'a pas fait l'objet de modifications entre le dossier tarifaire 2025 et le présent dossier (référence (iii)), autre que les appuis financiers exprimés en \$/kW-installé retenus (références (viii) et (ix)). Dans la négative, veuillez préciser les modifications apportées.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur confirme, comme présenté en réponse à la question 6.2, que le**  
2            **projet pilote sur le volet prescriptif a pris fin et que ce volet est maintenant**  
3            **inclus à même le programme Solutions efficaces.**

6.2. En tenant compte des références (i), (iii), (vi) et (vii), et le cas échéant, des modifications précisées en réponse à la question précédente, veuillez expliquer comment le Distributeur a fait passer les appuis financiers de 0,7 M\$ pour des impacts de 3 MW (résultant du projet pilote en 2024) à des prévisions en appuis financiers allant de 10,8 M\$ en 2026 à 13,9 M\$ en 2028, associés à des impacts allant de 35 MW en 2026 à 45 MW en 2028.

**Réponse :**

1 **Puisque le projet pilote a pris fin pour le volet prescriptif des mesures en 2025**  
2 **et qu'il est maintenant inclus dans le programme Solutions efficaces, le**  
3 **Distributeur compte accentuer ses efforts de commercialisation dès 2026 pour**  
4 **améliorer sa notoriété et ainsi, accélérer la pénétration du programme auprès**  
5 **de sa clientèle. Le Distributeur comptera également sur le volet Offre sur**  
6 **mesure qui est toujours sous la forme d'un projet pilote pour contribuer à**  
7 **l'atteinte de ses prévisions.**

6.2.1. Veuillez élaborer sur les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus et, dans le cas où ceux-ci incluent la nouvelle approche par portfolios, veuillez détailler son application, chiffres à l'appui.

**Réponse :**

8 **Voir les réponses aux questions 6.2 et 16.4.**

6.3. Veuillez présenter les budgets (investissements, charges et total) et les impacts énergétiques (MW) associés aux modifications du programme *GDP clientèle résidentielle* soulignées à la référence (v) pour les années 2026, 2027 et 2028 (références (ii) et (iv)).

**Réponse :**

9 **La bonification du programme de GDP résidentielle s'appuie sur un appel de**  
10 **propositions en cours pour le développement d'une fonctionnalité**  
11 **d'optimisation énergétique, la fourniture de biens intelligents et l'exploitation et**  
12 **l'évolution de la solution. Dans ce contexte, le Distributeur tient à préciser que**  
13 **la divulgation d'information financière précise en lien avec l'appel d'offres en**  
14 **cours pourrait nuire à l'intégrité et à la conformité du processus d'attribution**  
15 **des contrats.**

16 **Le changement lié à l'obligation d'adhérer au tarif Flex D vise à éliminer les**  
17 **enjeux liés à l'altération de la référence.**

6.4. Veuillez présenter et expliquer les hypothèses, les paramètres et les approximations retenus afin d'estimer les budgets et les impacts demandés à la question 6.3.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 6.3.**

6.5. Considérant la citation à la référence (viii), veuillez comparer qualitativement et quantitativement les budgets et les impacts énergétiques annuels présentés en réponse à la question 6.3 avec ceux comptabilisés ou pris en compte dans les budgets et les impacts présentés aux Tableaux 8 et 9 de la référence (i), le cas échéant, dans la logique de la nouvelle approche de gestion par portefeuilles.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 6.3.**

**Présentation par portefeuilles – application et dépassements budgétaires**

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0076](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0076](#), p. 11 à 13, Tableaux 6 à 9;
  - (iii) Dossier R-4270-2024 Ph 3, pièce [B-0114](#), p. 23 à 25, Tableaux A-1 à A-3;
  - (iv) Pièce [B-0039](#), p. 3 et 4, R1.1.

**Préambule :**

(i) « Nonobstant cette information plus détaillée [celle fournie en complément de preuve] [...] le Distributeur réitère sa volonté de déployer une approche par portefeuilles pour la gestion de ses programmes d'ÉÉ et de GDP. [...] une approche flexible tout en étant rigoureuse. » [nous soulignons]

(ii) Les budgets des programmes d'ÉÉ, totalisent 597,9 M\$ en 2026, 604,2 M\$ en 2027 et 630,5 M\$ en 2028 et 1832,6 M\$ de 2026 à 2028. Ces budgets sont associés aux impacts énergétiques totalisant :

- 1509,0 GWh en 2026, 1553,9 GWh en 2027 et 1588,7 GWh en 2028.
- 25 MW en 2026 et 2027 et 23 MW en 2028.

Les budgets des programmes de GDP totalisent 89,7 M\$ en 2026, 91,2 M\$ en 2027 et 91,4 M\$ en 2028 et 272,3 M\$ de 2026 à 2028 et sont associés à des impacts énergétiques totalisant 179 MW en 2026, 200 MW en 2027 et 211 MW en 2028.

(iii) Budgets et impacts énergétiques des programmes d'ÉÉ et de GDP présentés au dossier tarifaire 2025.

(iv) « [...] *cette pratique* [marge de dépassement budgétaire annuelle de 15 % accordée au dossier R-4043-2018] *n'a pas d'application avec l'approche par portfolios qui est mise de l'avant. En effet, le Distributeur souhaite conserver une marge de manœuvre pour profiter des opportunités de marché et effectuer les ajustements requis aux enveloppes des programmes d'ÉÉ et de GDP, en tenant compte des budgets qui seront autorisés par la Régie pour le cycle tarifaire de 3 ans.* [...] » [nous soulignons]

#### Demandes :

7.1. Veuillez clarifier, chiffres à l'appui, ce que la présentation par portfolios implique en termes de dépassement maximal budgétaire par portfolio (ÉÉ, GDP), par année de la demande tarifaire, soit 2026, 2027 et 2028 et par cycle tarifaire, soit de 2026 à 2028 (M\$ et % de dépassement) (références (i), (ii) et (iv)). Veuillez élaborer.

#### Réponse :

1           **Tel qu'exposé à la pièce révisée HQD-2, Document 2.2 (B-0075) et dans le**  
2           **Complément de preuve à la pièce révisée HQD-7, Document 1 (B-0076), le**  
3           **Distributeur doit désormais composer avec un nouveau cadre réglementaire**  
4           **exigeant des prévisions sur un horizon de trois ans afin d'établir les budgets**  
5           **nécessaires à l'atteinte des cibles en ÉÉ.**

6           **Pour ce faire, le Distributeur a appliqué la même rigueur dans l'établissement**  
7           **des budgets demandés dans le cadre du présent exercice que dans le dossier**  
8           **tarifaire précédent. En ce sens, la valeur probante des enveloppes budgétaires**  
9           **et des gains énergétiques associés est équivalente à celle des dossiers**  
10           **antérieurs. Toutefois, le nouveau cadre réglementaire, combiné au contexte**  
11           **évolutif et effervescent de la transition énergétique, entraîne un niveau**  
12           **d'incertitude plus élevé que par le passé.**

13           **Pour composer avec cette nouvelle réalité, l'approche par portfolios proposée**  
14           **par le Distributeur offre une marge de manœuvre supplémentaire afin de**  
15           **s'ajuster à l'environnement changeant et aux besoins des clients en permettant**  
16           **d'allouer les budgets aux divers programmes, approuvés ou en voie de l'être**  
17           **par la ministre, à même l'enveloppe budgétaire demandée. Cependant, comme**  
18           **pour toute prévision, des écarts peuvent survenir. À ce titre, la mise en place**  
19           **d'un mécanisme de traitement des surplus ou des manques à gagner (MTSM)**  
20           **visera à capter ces écarts au cours du cycle tarifaire triennal, selon des**  
21           **modalités qui seront établies ultérieurement. Pour cette raison, le Distributeur**  
22           **ne considère pas requis d'établir un dépassement maximal budgétaire.**

7.2. En tenant compte de vos réponses aux questions 1 à 6 et 7.1, veuillez comparer les différentes étapes suivies dans l'établissement des prévisions budgétaires et d'impact énergétique annuelles ainsi que les données de référence (données du suivi interne, évaluations périodiques par des experts indépendants et autres) entre le présent dossier (nouvelle approche par portfolios) et le dossier tarifaire précédente (approche classique ou par programme individuel).

**Réponse :**

1 **Voir les réponses aux questions 2.1 et 7.1.**

7.2.1. Veuillez élaborer sur la valeur probante de l'approche retenue au présent dossier par rapport à ce celle retenue au dossier tarifaire précédent (référence (i)).

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 7.1.**

7.3. Veuillez déposer deux tableaux précisant les parts des budgets (M\$) et des impacts énergétiques annuels 2026, 2027 et 2028 des programmes d'ÉE et de GDP (GWh et MW) des Tableaux 6 à 9 à la référence (ii) associées à des majorations que le Distributeur aurait appliquée, le cas échéant, aux fins de la présentation par portfolios (référence (iii)) (majorations par rapport aux budgets et impacts associés au maintien et aux modifications de programmes existants ainsi qu'à la mise en œuvre de nouveaux programmes).

**Réponse :**

3 **Le Distributeur a fourni, en réponse à la question 3.1 de la demande de**  
4 **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce révisée HQD-8, Document 1.2**  
5 **([B-0078](#)), les prévisions budgétaires et énergétiques des nouveaux**  
6 **programmes et mesures. Toutefois, comme mentionné précédemment, ces**  
7 **ajouts à l'offre seront exploités à même les budgets totaux demandés pour les**  
8 **années 2026 à 2028 pour chacun des portfolios. Voir aussi les réponses aux**  
9 **questions 3.3.2 et 7.1.**

7.3.1. Veuillez expliquer sur quelle base ces majorations budgétaires et d'impact énergétique ont été établies par programme. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

10 **Voir la réponse à la question 7.3.**

### Calendrier d'évaluation

8. Références :
- (i) Pièce [B-0076](#), p. 11 et 13, Tableaux 6 et 8;
  - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 27 et 28 et Tableau R-15.1.1;
  - (iii) Pièce [B-0078](#), Annexe B, p. 126;
  - (iv) Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2024, pièce [B-0009](#), p. 7;
  - (v) Pièce [B-0075](#), p. 17, Tableau 5;
  - (vi) Pièce [B-0078](#), p. 29, R15.1.2.

### Préambule :

(i) Budgets des programmes d'EE et de GDP, notamment, pour les années 2026 à 2028.

(ii) En réponse à la DDR #2 de la Régie, le Distributeur présente, au Tableau R-15.1.1, un nouveau calendrier d'évaluation 2025-2028, lequel intègre l'évaluation d'impacts énergétiques du programme GDP résidentiel ainsi que celle des nouveaux programmes qui seront lancés d'ici la fin de l'année 2027. Les évaluations d'impacts énergétiques des programmes GDP résidentiel et affaires seront disponibles pour le prochain dossier tarifaire.

« Il rappelle, qu'à l'instar de l'analyse d'impact de la thermopompe, cette analyse se fera à l'interne en se basant sur des approches robustes intégrant l'intelligence des données. » [nous ajoutons] [nous soulignons]

(iii) « Quelle est la validité du gain unitaire utilisé par Hydro-Québec ?

Hydro-Québec utilise un gain unitaire développé à partir de simulations énergétiques. Les hypothèses actuellement utilisées dans les simulations surestiment le gain unitaire des thermopompes. Bien que des améliorations pourraient être apportées aux simulations énergétiques, il demeure que les simulations énergétiques se basent sur des hypothèses simplifiées sur les plans de la performance et de l'utilisation de la thermopompe et peuvent mener à une surestimation des économies. C'est pour cela qu'une étude de mesurage est à privilégier pour obtenir des économies qui représentent l'utilisation réelle de la technologie et le contexte québécois. » [nous soulignons]

(iv) « [...]. Or, la mesure Thermopompes efficaces promue dans ce programme [LogisVert] fait actuellement l'objet d'une évaluation de programme par une firme externe. Le Distributeur anticipe que celle-ci résultera en une révision à la baisse du gain unitaire [impact énergétique] attribué à cette mesure. » [nous soulignons]

(v) Avec ses réponses à la DDR # 2, le Distributeur dépose une version révisée de la pièce HQD-2, Document 2.2. La Régie note que cette version conserve l'ancienne version de calendrier d'évaluation 2025-2028.

(vi) « 15.1.2. [Veuillez commenter la possibilité que] *Les évaluations de la GDP pour les clientèles résidentielle et affaires couvrent une période de minimum deux ans.*

Réponse :

*Voir la réponse à la question 15.1.1*» [nous soulignons]

**Demandes :**

8.1. Considérant le rappel du Distributeur à la citation de la référence (ii) ainsi que la référence (iv), veuillez indiquer les références aux documents déposés à la Régie dans lesquels le Distributeur a précisé que l'analyse d'impact des *Thermopompes efficaces* promues dans le cadre de *LogisVert* serait faite à l'interne et non pas par un expert indépendant.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur n'a pas spécifiquement indiqué que l'analyse d'impact des**  
2            **thermopompes efficaces du programme LogisVert serait faite à l'interne.**  
3            **Toutefois, à la section 4.1 de la pièce révisée HQD-2, Document 2.2 (B-0075), le**  
4            **Distributeur indique qu'il procède au développement de méthodologies**  
5            **d'analyse de l'impact énergétique fondées sur l'exploitation de l'intelligence**  
6            **des données. Cette démarche innovante permet au Distributeur une plus**  
7            **grande agilité et capacité d'ajuster ses offres, assurant ainsi une gestion**  
8            **efficace de ses programmes.**

9            **L'évaluation d'impact énergétique de la mesure Thermopompes constitue la**  
10           **première analyse effectuée par le Distributeur dans le cadre de la mise en**  
11           **application de sa nouvelle méthodologie. Les résultats ont permis au**  
12           **Distributeur d'ajuster les économies d'énergie devant être comptabilisées pour**  
13           **l'exercice 2025.**

14           **Par ailleurs, le Distributeur entend poursuivre la réalisation des évaluations par**  
15           **des experts externes indépendants, en tenant compte des priorités établies et**  
16           **du calendrier prévu.**

17           **Voir également la réponse à la question 8.2.**

8.1.1.    Veuillez justifier la réalisation de telles analyses par le Distributeur, en tenant compte des observations de l'expert indépendant Econoler à la référence (iii).

**Réponse :**

18           **Le Distributeur rappelle que cette démarche s'inscrit dans le respect des**  
19           **recommandations émises par l'expert indépendant Econoler tel qu'indiqué**  
20           **dans la réponse à la question 15.1.1 de la demande de renseignements n° 2 de**  
21           **la Régie à la pièce révisée HQD-8, Document 1.2 (B-0078). En effet, le**  
22           **Distributeur a mis en œuvre une méthodologie fondée sur l'exploitation des**

1 données de consommation réelles des participants au programme LogisVert  
2 afin d'assurer une évaluation objective et précise des effets de l'installation de  
3 thermopompes. L'analyse des données de mesurage par une équipe  
4 indépendante de celle responsable de la conception et gestion du programme  
5 permet également de valider et rectifier les hypothèses prises lors du  
6 développement du programme.

7 Voir également la réponse à la question 8.1.

8.2. Veuillez préciser les budgets annuels prévus dans les rubriques « Activités communes » des programmes d'EE et de GDP (dans ce cas, associée au « Budget des charges ») des tableaux de la référence (i) afin de réaliser les évaluations périodiques présentées au nouveau calendrier à la référence (ii). Veuillez présenter une réponse distincte pour les programmes d'EE (excluant *Panneaux solaires*), pour les programmes *Panneaux solaires* et pour les *Programmes de GDP*.

Réponse :

8 À ce jour, le Distributeur dispose d'un contrat-cadre avec trois fournisseurs  
9 externes pour la réalisation des services d'évaluation de programmes, en  
10 vigueur jusqu'en avril 2027 et assorti d'une option de prolongation de deux  
11 périodes d'une année chacune. Les budgets prévus pour l'évaluation des  
12 programmes sur la période couverte par le présent dossier tarifaire  
13 représentent environ 25 % du budget des Activités communes (charges) pour  
14 les programmes d'EE. Ces budgets demeurent stables, même si certaines  
15 analyses sont planifiées pour être réalisées à l'interne.

16 Pour ce qui est des programmes *Panneaux solaires*, le Distributeur est d'avis  
17 qu'il est prématuré d'avancer un budget d'évaluation à ce stade, le programme  
18 n'étant pas encore lancé et les thèmes de recherche n'étant pas encore définis.

19 En ce qui concerne les programmes de GDP résidentiels et Affaires, l'évaluation  
20 d'impact énergétique sera assurée par les services internes du Distributeur.

8.3. Veuillez préciser quelles évaluations parmi celles prévues au nouveau calendrier présenté à la référence (ii) le Distributeur envisage réaliser à l'interne et non par un expert indépendant.

Réponse :

21 Les évaluations de processus et de marché afférentes à l'ensemble des  
22 programmes d'EE seront confiées à des experts indépendants.

23 Pour ce qui est des évaluations d'impact des programmes d'EE, celles-ci seront  
24 réalisées à l'interne lorsque l'analyse peut être réalisée sur la base des données  
25 de consommation. Toutefois, certaines évaluations d'impact de programmes  
26 d'EE destinés au marché Affaires seront effectuées à l'externe, lorsque requis.

1 **Quant aux programmes de GDP, leur évaluation d'impact sera entièrement**  
2 **assurée par les services internes du Distributeur.**

8.3.1. Veuillez préciser les budgets annuels qui seraient requis afin que toutes les évaluations de ce nouveau calendrier soient réalisées par des experts indépendants. Veuillez présenter une réponse distincte pour les programmes d'ÉE (excluant *Panneaux solaires*), pour les programmes *Panneaux solaires* et pour les *Programmes de GDP*.

**Réponse :**

3 **Comme il a été mentionné antérieurement, les budgets pour la réalisation des**  
4 **évaluations sont demeurés stables. Les budgets pour les services**  
5 **professionnels externes représentent historiquement la moitié des budgets**  
6 **d'évaluation globaux. Le Distributeur tient à préciser que la divulgation**  
7 **d'information financière précise allouée aux services d'évaluation pourrait**  
8 **nuire à l'intégrité et à la conformité du processus d'attribution des contrats en**  
9 **vertu des lois et des règlements applicables aux sociétés d'État.**

10 **Voir également la réponse à la question 8.2.**

8.4. La Régie note que les évaluations d'impact des composants des programmes *GDP – Résidentiel* prévues en 2026 et en 2027 ne couvriront qu'une année, soit, respectivement, 2026 et 2027. Elle note que l'évaluation d'impact du programme *GDP Affaires* couvrira deux années, soit 2025 et 2026 (référence (ii)). Veuillez répondre à nouveau à la question 15.1.2 de la DDR # 2 de la Régie pour les programmes *GDP – Résidentiel* en commentant la possibilité que leurs évaluations d'impact couvrent une période de minimum deux ans (référence (vi)).

**Réponse :**

11 **Le Distributeur confirme que les évaluations d'impact énergétique des**  
12 **programmes de GDP pour le secteur résidentiel seront réalisées sur une base**  
13 **annuelle sur la période couverte par le présent dossier tarifaire. Les détails**  
14 **relatifs à ces évaluations ont été intégrés dans la mise à jour du calendrier**  
15 **d'évaluation déposée en réponse à la question 8.6 ci-après.**

8.5. Veuillez confirmer que les résultats des évaluations des programmes *Panneaux solaires* pour les marchés résidentiels et affaires prévues au tableau de la référence (ii), seront disponibles au moment de l'examen du prochain dossier tarifaire. Dans la négative, veuillez commenter la possibilité de devancer ces évaluations pour qu'elles soient disponibles pour ledit examen.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur prévoit lancer les programmes Panneaux solaires en 2026. Le**  
2            **calendrier d'évaluation a été ajusté afin que les évaluations soient réalisées en**  
3            **2027, permettant ainsi de rendre les résultats disponibles pour le prochain**  
4            **dossier tarifaire.**

5            **Toutefois, la réalisation de ces évaluations dépendra de la date effective de**  
6            **commercialisation du programme ainsi que du nombre de clients adhérant à**  
7            **l'offre au moment du démarrage des travaux d'évaluation. Ainsi, ces facteurs**  
8            **de risques pourraient impacter le calendrier de livraison des résultats des**  
9            **évaluations des programmes Panneaux solaires.**

8.6. Veuillez mettre à jour le calendrier d'évaluation présenté à la pièce HQD-2, Document 2.2 (référence (v)).

**Réponse :**

10           **Le Distributeur présente au tableau R-8.6, une mise à jour du calendrier**  
11           **d'évaluation couvrant la période visée par le présent dossier tarifaire. Ce**  
12           **calendrier intègre notamment des ajouts relatifs aux programmes de GDP et les**  
13           **ajustements apportés aux évaluations des programmes Panneaux solaires.**

**Tableau R-8.6**  
**Nouveau calendrier d'évaluation 2026-2028**

Programmes à évaluer		2026	2027	2028
<b>Marché Résidentiel</b>				
<b>Programmes Sensibilisation Mieux consommer</b>				
Sensibilisation intégrée incluant OPÉ		I (2026)	I (2027)	I (2028)
Piscines efficaces				M, I (2028)
<b>Programmes spécifiques Mieux consommer</b>				
Logisvert	Thermopompes		M, I (2026)	
	Isolation de toit et calfeutrage	I (2025)		M, I (2027)
	Géothermie		P, M, I (2024- 2025)	
	Panneaux solaires		M, I (2026-2027)	
Programme MFR	Thermopompe (pilote)		P, M, I (2026)	
	Volet social		P, M, I (2026)	
Programmes GDP - Résidentiel	Thermostats intelligents	I (2025-2026)		I (2027-2028)
	Chauffe-eau interruptible		I (2026-2027)	
<b>Marché Affaires</b>				
Programme Produits agricoles efficaces		P, M, I (2024- 2025)		P, M, I (2026- 2027)
Programme Solutions efficaces	Éclairage, thermopompes et autres mesures	P, M, I (2024- 2025)		P, M, I (2026- 2027)
	Panneaux solaires		P, M, I (2026- 2027)	
Programme Gestion de l'énergie				P, M, I (2027)
Programme Projets innovants		P, M, I (2024- 2025)		
Programme GDP Affaires			I (2025- 2026)	
Légende I : Impact M : Marché P : Processus (Année) : Période couverte par l'évaluation				

**Suivi annuel**

9. Références : Pièce [B-0078](#), p. 10, R4.1.

**Préambule :**

« Le suivi annuel déposé en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ sera présenté selon le même niveau de détail que ceux présentés dans les années passées, en conformité avec le paragraphe 293 de la décision D-2025-033. »

**Demande :**

9.1. Veuillez expliquer la façon dont le Distributeur suivra chacun des nouveaux programmes *Panneaux solaires* annuellement en précisant le niveau de détail de ces suivis.

**Réponse :**

1            **Les programmes d'installation des panneaux solaires pour la clientèle affaires**  
2            **et pour la clientèle résidentielle du réseau intégré seront inclus respectivement**  
3            **dans le suivi du programme Solutions Efficaces et du programme LogisVert.**  
4            **Les appuis financiers versés pour l'installation de panneaux solaires aux**  
5            **clients des Réseaux autonomes seront intégrés aux offres destinées à cette**  
6            **clientèle.**

7            **Dans tous ces cas, le Distributeur présentera la même information par**  
8            **programmes que celle fournie habituellement dans les Renseignements fournis**  
9            **en vertu de l'article 75.1 de la LRÉ.**

9.2. Veuillez commenter l'opportunité et la pertinence que les résultats du programme *Gestion de l'énergie* dont les budgets et les impacts énergétiques augmentent de façon importante durant la période tarifaire à l'examen, soient ventilés selon ses deux composants (programme SGEE et GERE).

**Réponse :**

10           **Le Distributeur pourrait ventiler les résultats du programme Gestion de**  
11           **l'énergie selon ses deux composantes : SGE et GERE.**

**Programmes Panneaux solaires et leur caractérisation en tant que programmes d'ÉÉ**

10. Références :
- (i) Pièce [B-0075](#), p. 9;
  - (ii) Pièce [B-0039](#), p. 7, R2.1.

**Préambule :**

(i) « [...] *Ce nouveau programme [Panneaux solaires] vise à structurer un marché encore émergent en offrant une aide financière sur la capacité installée de production pour l'achat et l'installation de ces systèmes [...].* » [nous ajoutons]

(ii) « [...] *la définition de l'efficacité énergétique a été abordée par le Distributeur à différentes occasions, notamment dans le dossier R-4041-2018.*

*Dans ce dossier, le Distributeur a présenté les interventions en ÉÉ en trois volets :*

- *l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage) ;*
- *l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service) ;*
- *la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment).*

[...]

*Pour le Distributeur, une intervention visant à offrir des appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires à des fins d'autoproduction cadre parfaitement avec cette définition, notamment avec les volets d'économie d'énergie et d'utilisation de l'énergie en privilégiant la source d'énergie la mieux adaptée dans un contexte de transition énergétique. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

10.1. Veuillez expliquer en quoi l'offre d'appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires cadre parfaitement avec les volets suivants de la définition soumise par le Distributeur (référence (ii)) :

- « l'économie d'énergie (utiliser moins d'électricité pour le même service) » alors que ces appuis ne visent pas à ce que le client privilégie l'utilisation d'un appareil/système plus performant qu'un autre du même type (base de référence ou standard du marché) en termes de consommation d'électricité distribuée. Veuillez élaborer.
- « l'utilisation de l'énergie (utiliser l'électricité lorsqu'elle est la mieux adaptée à l'usage) » alors que les clients visés utilisent et continueront à utiliser de l'électricité (fournie par le Distributeur ou autoproduite) peu importe l'usage, sans nécessairement modifier leurs habitudes de consommation. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

- 1            **L'offre d'appuis financiers pour l'installation de panneaux solaires cadre avec**  
2            **le volet « économie d'énergie » dans la mesure où elle permet au client de**  
3            **satisfaire ses besoins en électricité tout en réduisant la quantité d'électricité**

1 que le Distributeur doit lui livrer, grâce à l'autoproduction. Même si l'appui  
2 financier offert ne vise pas à remplacer un appareil par un modèle plus efficace  
3 (définition traditionnelle), il contribue à l'objectif de réduction de la demande  
4 sur le réseau, ce qui est assimilé à une économie d'énergie (définition élargie  
5 privilégiée par le Distributeur dans le contexte des objectifs ambitieux de  
6 décarbonation en lien avec la transition énergétique).

7 Cette offre s'applique également au volet « utilisation de l'énergie » dans la  
8 mesure où même si le client continue d'utiliser le réseau du Distributeur, la  
9 production photovoltaïque lui permet de répondre à une portion de ses besoins  
10 et également de réduire la pression sur les approvisionnements du Distributeur  
11 dans un contexte de besoins grandissants liés à la transition énergétique.

10.2. Expliquer comment le Distributeur vérifiera que les panneaux solaires subventionnés par les programmes (référence (i)) seront utilisés uniquement pour des fins d'autoproduction et non pas pour des usages tels que, par exemple, le support électrique de bateaux ou de véhicules récréatifs.

**Réponse :**

12 Lors de la conception du programme, le Distributeur s'assurera d'inclure des  
13 conditions d'admissibilité faisant en sorte qu'aucun autre usage, par exemple,  
14 le support électrique de bateaux ou de véhicules récréatifs, que celui destiné à  
15 des fins d'autoproduction ne puisse bénéficier d'un appui financier.

11. **Références :**
- (i) Pièce [B-0089](#), p. 13, R4.6;
  - (ii) Pièce [B-0089](#), p. 12, R4.3;
  - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 37, R19.2.1;
  - (iv) Dossier R-4312-2025, décision [D-2025-112](#), p. 16;
  - (v) Dossier R-4312-2025, décision [D-2025-112](#), p. 20;
  - (vi) Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 177;
  - (vii) [National Standard Practice Manual For Benefit-Cost Analysis of Distributed Energy Ressources, August 2020](#), p. 8-6.

**Préambule :**

(i) « *Le Distributeur favorise toute installation photovoltaïque qui répond aux normes de raccordement et qui, si le client souhaite adhérer à l'option de mesurage net, satisfait les conditions d'admissibilité.* » [nous soulignons]

(ii) « *Le Distributeur prend pour hypothèse [pour les programmes Panneaux solaires] que toute la production solaire photovoltaïque du client est soit autoconsommée, soit injectée. [...]* » [nous ajoutons]

(iii) « Le coût évité considéré [programmes Panneaux solaires] [...] est basé sur le signal de coût évité de long terme en énergie, établi à 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) indexé à l'inflation [puisque] [...] toute production provenant de l'installation d'un autoproducteur évitera au Distributeur des approvisionnements en énergie supplémentaires. » [nous soulignons]

(iv) « [45] Le Distributeur rappelle que l'option de mesurage net a pour objectif l'autoconsommation et qu'elle n'est pas destinée à des volumes excédant ce qui est prévu. Il précise que lorsque la production d'un client dépasse sa consommation, l'excédent est injecté au réseau et porté au crédit du client en kWh. Ces crédits sont imputés ultérieurement, lorsque la consommation devient supérieure à l'autoproduction. Cette mécanique équivaut à un service de stockage virtuel offert sans frais, ce qui procure une valeur importante à l'autoproducteur.

[46] Selon le Distributeur, ce tarif doit donc constituer un incitatif à l'autoconsommation plutôt qu'à l'injection sur le réseau, permettant ainsi de limiter la pression à la hausse sur les tarifs, tout en reflétant la valeur de la production solaire pour le Distributeur dans la transition énergétique » [nous soulignons]

(v) « [60] De plus, la Régie considère que la rémunération de ces kWh provenant du solde de la banque ne constitue pas une source d'approvisionnement, tenant compte notamment du caractère intermittent et imprévisible des quantités marginales qui seront injectées dans le réseau, essentiellement en période hors pointe.

[61] Pour ces considérations, la Régie juge approprié de rémunérer le solde de la banque au coût moyen de fourniture et considère que ce coût reflète adéquatement la valeur de l'énergie au moment de l'injection. En conséquence, elle approuve la rémunération du solde de la banque de surplus au 31 mars de chaque année paire, au coût moyen d'approvisionnement en énergie du Distributeur, soit de 4,6 ¢/kWh pour l'année tarifaire 2025-2026. » [nous soulignons]

(vi) « [654] [...]. Toutefois, la crainte de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût amène le Distributeur à remettre en question la valeur d'un kWh effacé à la marge.

« En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que [...]. » [nous soulignons]

(vii) Définitions du *National Standard Practice Manual (NSPM)* en référence :

« *Characterizing DG [Distributed generation] benefits and costs should start with an assessment of whether the DG output is expected to serve only on-site load, is only injected from the facility to the grid, or both.*

Serve on-site load only: Some DPV [Distributed solar photovoltaic] systems are sized so as to serve only on-site load and never inject energy onto the grid. The cost-effectiveness analysis for such systems should be generally the same as that for any load-modifying resource, such as energy efficiency.

Inject to the grid only: [...]. The cost-effectiveness analysis for these systems should be generally the same as that for a generator located on the distribution system.

Serve on-site load and inject to the grid: Many DPV systems both serve on-site load and inject energy onto the grid. These systems can simultaneously alternate between these modes instantaneously. This flexibility makes it difficult to distinguish between costs, benefits, and lost revenues. Different DG tariffs treat load reduction versus electricity generation differently; therefore, it is important to account for these mechanisms when identifying benefits, costs, and lost revenues of DPV resources. (See Section 8.5.1.) » [nous ajoutons][nous soulignons]

#### **Demandes :**

11.1. Veuillez indiquer si, pour être admissibles aux appuis financiers des programmes *Panneaux solaires*, les clients raccordés au réseau sont obligés d'adhérer à l'option de mesurage net (référence (i)).

#### **Réponse :**

1 **Les clients raccordés au réseau ne sont pas obligés d'adhérer à l'option de**  
2 **mesurage net. Toutefois, ces clients verraient leur période de retour sur**  
3 **l'investissement allongée étant donné qu'ils ne pourront valoriser l'énergie**  
4 **qu'ils injectent sur le réseau, le cas échéant.**

11.1.1. Dans l'affirmative, veuillez, en tenant compte des références (ii), (iv), (v) (paragraphe 60) ainsi que de la définition du NSPM au dernier paragraphe de la référence (vii) :

11.1.1.1. Justifier l'utilisation du coût évité de long terme en énergie pour les programmes *Panneaux solaires*, sous la prémisse que toute autoproduction évitera au Distributeur des approvisionnements en énergie supplémentaires (référence (iii)).

#### **Réponse :**

5 **Bien que les clients ne soient pas obligés d'adhérer à l'option de mesurage net**  
6 **pour être admissibles aux appuis financiers du programme d'installation de**  
7 **panneaux solaires, le Distributeur fournit les éléments suivants. Dans un**  
8 **contexte de transition énergétique et d'augmentation des besoins en électricité,**  
9 **l'énergie solaire représente une opportunité pour répondre à une partie des**  
10 **besoins énergétiques québécois et un outil contribuant à l'atteinte des objectifs**

1 du Plan d'action 2035. Pour le Distributeur, le gain découlant de la réduction  
2 des ventes d'électricité associée à la production photovoltaïque du client et  
3 destinée à ses propres besoins est le même que celui provenant des autres  
4 mesures d'ÉÉ, soit une réduction de la consommation du client, induisant par  
5 le fait même une réduction des besoins d'approvisionnement du Distributeur.

11.1.1.2. Confirmer que l'utilisation de panneaux solaires ne peut pas se  
comparer à une mesure d'ÉÉ réduisant une charge de chauffage,  
tel qu'expliqué en référence (vi).

Réponse :

6 Le Distributeur le confirme.

11.1.1.3. Justifier, en tenant compte également des deux premiers  
paragraphe de la référence (vii), l'assimilation des installations  
d'autoproduction solaires à des mesures d'ÉÉ plutôt qu'à des  
installations de production d'énergie alors que les installations  
solaires alimenteront la charge sur le site et injecteront sur le  
réseau (*Serve on-site load and inject to the grid*) ou en d'autres  
termes, ne seront pas seulement de l'autoproduction pour  
autoconsommation, mais également de l'injection puis de la  
récupération sur le réseau . Veuillez élaborer.

Réponse :

7 Voir la réponse à la question 14.4.

11.1.1.4. Justifier et élaborer sur le grand écart entre la rémunération du  
solde de la banque de surplus dans l'option de mesurage net, soit  
4,6 ¢/kWh (référence (v), paragraphe 61)) et la valeur de coût  
évitée considérée pour l'analyse des programmes *Panneaux  
solaires*, soit 12 ¢/kWh (référence (iii)).

Réponse :

8 Bien que les clients ne soient pas obligés d'adhérer à l'option de mesurage net  
9 pour être admissibles aux appuis financiers du programme d'installation de  
10 panneaux solaires, le Distributeur fournit les éléments suivants. Il est  
11 nécessaire de distinguer l'autoproduction solaire autoconsommée du solde de  
12 la banque de surplus de l'énergie injectée.

13 Dans les analyses économiques servant à calculer la rentabilité du programme,  
14 le Distributeur utilise les coûts évités parce que l'autoproduction solaire  
15 autoconsommée lui permet d'éviter un approvisionnement de long terme en

1 énergie sur la durée de vie de l'équipement, au même titre que les kWh associés  
2 aux différents programmes d'économie d'énergie.

3 Pour le client, l'autoproduction solaire est autoconsommée en totalité, ce qui  
4 lui permet de réduire sa consommation provenant du Distributeur. Par  
5 conséquent, la rémunération de la banque de surplus n'intervient pas dans les  
6 analyses économiques puisque ces dernières supposent que la capacité  
7 d'autoproduction n'excède pas les besoins du client.

8 Dans l'option de mesurage net, la banque de surplus est composée de  
9 l'autoproduction solaire injectée n'ayant pas été autoconsommée dans un délai  
10 de deux ans. Comme le solde de la banque de surplus n'est pas considéré  
11 comme une source d'approvisionnement<sup>1</sup>, le coût moyen de fourniture a été  
12 reconnu comme approprié comme valeur de l'énergie évitée par l'injection  
13 cumulée.

11.1.2. Dans la négative, veuillez expliquer la façon dont les injections dans le réseau de ces clients seront traitées et rémunérées (références (ii) et (iv)). Veuillez également répondre à la même question posée à 11.1.1.4.

#### Réponse :

14 En ce qui concerne la façon dont les injections dans le réseau de ces clients  
15 seront traitées et rémunérées, le Distributeur invite la Régie à prendre  
16 connaissance de la pièce HQD-1, Document 1 ([B-0004](#)) du dossier R-4312-2025.  
17 Le traitement des injections pour les clients bénéficiant de l'appui financier ne  
18 sera pas différent de celui de tout autre client autoprodacteur.

19 Voir également la réponse à la question 11.1.1.4.

12. Références :
- (i) Pièce [B-0078](#), p. 7 à 9, Tableaux R-3.1, R-3.1.3-A à R-3.1.3-C Pièces
  - (ii) [The Good, the Bad and the Ugly of Roof-Mounted Solar Panels, The risks and rewards of rooftop PV solar | Marsh, Leased Solar Systems Are Failing Across America | TIME, Rooftop solar panels could make it harder to sell your home | Housing | Business, The Solar Industry Is on the Verge of Collapse. My Roof Explains Why. - Business Insider, A Roofs Impact on Solar | National Solar, GET Solar – Residential | The Pennsylvania Solar Center.](#)

---

<sup>1</sup> La Régie a confirmé au paragraphe 60 de sa décision [D-2025-112](#) que la rémunération des kWh provenant du solde de la banque ne constitue pas une source d'approvisionnement.

## Préambule

- (i) Le Distributeur présente les détails des nouveaux programmes *Panneaux solaires*, notamment les investissements, les charges et les gains énergétiques. Il présente également les résultats des tests économiques TCTR, TNT, TP et TAP.
- (ii) La Régie présente quelques articles découlant d'une revue non exhaustive de cas de problématiques associées à l'installation de panneaux solaires en toiture, notamment, pour les systèmes résidentiels.

## Demandes :

12.1. Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé ou serait ouvert à entreprendre, avant de déployer les appuis financiers des programmes *Panneaux solaires* une revue des bons coups et des problèmes des programmes photovoltaïques pour le secteur résidentiel survenus, notamment, dans des endroits au climat hivernal ou dans des marchés n'ayant pas encore une industrie d'installateurs expérimentés (référence (ii)).

## Réponse :

1            **Le Distributeur est conscient que le marché est naissant, mais est d'avis que le**  
2            **moment est propice pour lancer son offre. Pour appuyer cette offre, le**  
3            **Distributeur a tenu des discussions avec des acteurs du marché, notamment**  
4            **Énergie Solaire Québec et plusieurs de ses membres, la CMEQ ou la RBQ afin**  
5            **d'obtenir leurs retours d'expérience. Le Distributeur maintiendra ses**  
6            **discussions avec les principaux acteurs du marché et s'assurera de suivre**  
7            **l'évolution de celui-ci afin d'adapter son offre.**

12.2. La Régie constate que le Distributeur prévoit un budget plus important pour le programme Panneaux solaires pour le marché résidentiel que pour le programme destiné au marché affaires (référence (i)).

12.2.1. Veuillez élaborer sur la possibilité que de nombreuses petites installations de taille résidentielle s'avèrent plus coûteuses par kW installé et par kWh produit que des installations de dimensions commerciales ou industrielles.

## Réponse :

8            **Comme mentionné en réponse à la question 3.1, le Distributeur constate, à**  
9            **travers sa vigie, une diminution du coût de la technologie en fonction de la**  
10           **capacité installée. Comme pour d'autres technologies en EÉ, le coût par**  
11           **kWh-installé d'une mesure visant le marché résidentiel est typiquement plus**  
12           **élevé que le coût par kWh-installé d'une mesure visant la clientèle Affaires.**

12.2.2. Veuillez expliquer comment les petites installations de taille résidentielle peuvent se comparer favorablement à des systèmes de plus grande taille considérant les coûts fixes d'installation et de maintenance de systèmes solaires.

Réponse :

1           **La proposition du Distributeur tient compte des économies d'échelle associées**  
2           **aux plus grosses installations. En effet, le plafonnement de l'appui financier à**  
3           **un maximum de 40 % du coût total d'installation a été introduit précisément à**  
4           **cet effet, de manière à éviter de subventionner une partie disproportionnée du**  
5           **coût des plus grosses installations par rapport à celui des plus petites.**

12.2.3. Veuillez préciser la durée de vie des systèmes solaires considérée dans le calcul des tests économiques des programmes *Panneaux solaires* pour les différentes clientèles.

Réponse :

6           **Le Distributeur a pris pour hypothèse une durée de vie des systèmes de**  
7           **production photovoltaïque de 15 ans, et ce, pour toutes les clientèles.**

12.2.4. Veuillez préciser si des coûts de remplacement des différents composants des installations solaires ont été inclus dans les calculs des tests économiques en fonction de leurs durées de vie.

Réponse :

8           **Non, les coûts de remplacement des différents composants des installations**  
9           **solaires n'ont pas été inclus étant donné que l'analyse économique a été**  
10          **élaborée en fonction de la durée de vie des systèmes de production**  
11          **photovoltaïque.**

12.2.5. Veuillez expliquer comment le Distributeur entend s'assurer que les subventions procureront la production attendue sur une durée de vie au moins équivalente à celle considérée dans le calcul des tests économiques. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur la façon dont des événements comme le remplacement ou la réfection de la toiture, ont été pris en compte

Réponse :

12          **Le Distributeur compte mettre en place des mesures pour assurer que la**  
13          **production attendue soit obtenue en rendant disponible une aide en ligne en**  
14          **plus d'un guide de bonnes pratiques qui comporteront notamment des**  
15          **recommandations pour l'orientation, l'inclinaison et la surélévation des**

1           panneaux solaires et sur l'importance d'un toit en bon état. De plus l'orientation  
2           et l'inclinaison sont des renseignements qui seront demandés aux clients au  
3           moment de sa demande d'appui financier. Cette information permettra au  
4           Distributeur de faire évoluer son offre.

13. Références :
- (i) Pièce [B-0078](#), p. 7 à 9 (citation), Tableaux R-3.1, R-3.1.3-A à R-3.1.3-C;
  - (ii) *Understanding Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Programs: Best Practices, Technical Methods, and Emerging Issues for Policy-Makers*, November 2008, p. [2-1](#) et [5-2](#).

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente les détails des nouveaux programmes *Panneaux solaires*, notamment les investissements, les charges et les gains énergétiques. Il présente également les résultats des tests économiques TCTR, TNT, TP et TAP et indique :

« [...] bien que les tests soient négatifs, le Distributeur estime que cet appui financier est calibré de manière à diminuer la période de retour sur l'investissement du client stimulant ainsi l'installation des panneaux solaires photovoltaïques au Québec. [...] » [nous soulignons]

(ii) Page 2-1 : “A test is positive if the benefit-to-cost ratio is greater than one, and negative if it is less than one. Results are reported either in net present value (NPV) dollars (method by difference) or as a ratio (i.e., benefits/costs). [...]” . [nous soulignons]

Page 5-2 : “**Using the PCT** [Participant cost test]. *The PCT provides two key pieces of information helpful in program design: at the measure level it provides some sense of the potential adoption rate, and it can help in setting the appropriate incentive level so as not to provide too small or too unnecessarily large an incentive. Setting the incentive levels is part art and part science. The goal is to get the most participation with the least cost. There is a balance between the PCT results with the PACT [program administrator cost test] and RIM [Ratepayer impact measure] results. The higher the incentive, the higher the PCT benefit cost ratio and the lower the PACT and RIM benefit-cost ratio.” [nous ajoutons] [nous soulignons]*

**Demandes :**

13.1. La Régie note que les tests TP, TAP et TNT sous forme de ratio pour les programmes *Panneaux solaires* entre 2026 et 2028 (Tableaux R-3.1.3-A à R-3.1.3-C à la référence (i)) oscillent, pour le TP entre 0,8 et 0,9, pour le TAP entre 1,7 et 2,5 et pour le TNT entre 0,7 et 0,8, soit, sauf pour le TAP, des valeurs sous le seuil de rentabilité (référence (ii)).

- 13.1.1. Veuillez expliquer en quoi la diminution du PRI du client tout en ayant un TP sous le seuil de rentabilité permettra au Distributeur d'atteindre un taux d'adhésion satisfaisant aux programmes *Panneaux solaires* et que l'enveloppe budgétaire prévue pour ce programme n'est pas surestimée.

**Réponse :**

1 **D'abord, l'appui financier offert par le Distributeur sert de point de départ à la**  
2 **structuration et a pour effet de diminuer la PRI du client comparativement à**  
3 **l'absence d'appui financier. Toutefois, malgré cet appui financier, le TP**  
4 **demeure négatif.**

5 **Ensuite, et comme mentionné en réponse à la question 3.1.3 de la demande de**  
6 **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce révisée HQD-8, Document 1.2**  
7 **([B-0078](#)), cette baisse de la PRI pourrait inciter les clients à se doter de**  
8 **panneaux solaires, stimulant ainsi le marché naissant et pourrait ainsi**  
9 **engendrer une baisse des coûts d'acquisition et d'installation. La diminution de**  
10 **ces coûts pourrait ultimement augmenter davantage la rentabilité du client,**  
11 **rendant ainsi positif le TP.**

12 **Enfin, et pour ces raisons, le Distributeur juge que l'enveloppe budgétaire**  
13 **prévue n'est pas surestimée.**

14 **Voir également la réponse à la question 12.1.**

- 13.1.2. Considérant que le test TCTR est insensible aux variations des montants en appuis financiers ainsi que l'équilibre à considérer, selon la référence (ii), entre les résultats du TP, TAP et TNT, veuillez expliquer si le Distributeur :

13.1.2.1. Demeure confiant de la justesse de sa calibration d'appuis financiers, visant à réduire la PRI du client (référence (i)). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

15 **Voir la réponse à la question 13.1.1.**

13.1.2.2. Est en mesure de justifier l'inclusion des appuis financiers des programme *Panneaux solaires* dans la base de tarification. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

16 **Oui, le Distributeur est en mesure de justifier l'inclusion des appuis financiers**  
17 **du programme d'installation de panneaux solaires dans la base de tarification**  
18 **étant donné que, pour le Distributeur, le gain découlant de la réduction des**  
19 **ventes d'électricité associée à la production photovoltaïque est considéré**

- 1            **comme une mesure d'ÉE et qu'elle lui permet de réduire ses besoins**  
2            **d'approvisionnement en énergie sur la durée de vie de l'équipement.**  
3            **Voir également la réponse aux questions 10.1, 11.1.1.1, 14.2 et 14.4.**

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0039](#), p. 7;
  - (ii) Pièces [B-0039](#), p. 7, [B-0075](#), p. 1, 7, Tableaux 1 et 2, et 13, Tableau 4, Dossier R-4270-2024, pièces [B-0100](#), p. 28 et 29, R13.3 et [B-0295](#), p. 13, par. 57;
  - (iii) [\*National Standard Practice Manual For Benefit-Cost Analysis of Distributed Energy Resources, August 2020\*](#), p. xix et xx.

**Préambule :**

(i)        « [...] Dans ce dossier, le Distributeur a présenté les interventions en ÉE en trois volets :  
[...]

- *la gestion de la consommation (utiliser l'électricité au meilleur moment).*

[...]

Dans le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique, et avec les nouvelles dispositions de la Loi sur la gouvernance responsable qui fixent la cible des approvisionnements en électricité à 255 TWh au 1<sup>er</sup> janvier 2035, une définition large de l'ÉE s'avère cruciale. » [nous soulignons]

(ii)        La Régie observe que la définition d'ÉE soumise par le Distributeur à la pièce B-0039 inclut la gestion de la consommation. Cependant, elle note, que la pièce B-0075 traite des « *Programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la demande en puissance* » dont les budgets et les impacts sont présentés pour approbation de façon distincte, bien que certains programmes d'ÉE génèrent des réductions de puissance (en MW). D'ailleurs, la Régie note que la pièce B-0100 du dossier tarifaire 2025 explique la nature distincte des réductions de puissance générées par les programmes d'ÉE et par ceux de GDP, faisant en sorte que ces impacts ne puissent pas être additionnés. Enfin, la Régie note que la pièce B-0295 de ce dernier dossier traite du lien entre les programmes de GDP et des options tarifaires, soit un lien qui n'existe pas pour les programmes d'ÉE.

(iii)        Définitions du NSPM en référence :

« *Distributed energy resource (DER): [...]. These include EE, demand response, distributed generation, storage, plug-in electric vehicles, strategic electrification technologies, and more;*  
[...]

Distributed generation (DG): electric generation interconnected to the distribution grid and operating at the distribution level, generally near a load, though sometimes stand-alone. DG includes distributed solar photovoltaic (PV/DPV) technology [...].

*Energy efficiency (EE): Resources that include technologies, services, measures, or programs that reduce energy consumption by host customers and that are funded by, promoted, or otherwise supported on behalf of all electricity and gas utility customers. [...] ».* [nous soulignons]

## Demandes

14.1. Veuillez indiquer si l'installation de panneaux solaires réduit la consommation globale d'électricité, qu'elle vienne du réseau ou de l'installation du client. (référence (i)).

### Réponse :

1 **Toute chose étant égale par ailleurs, l'installation de panneaux solaires ne**  
2 **diminue pas les besoins du client. Toutefois, la production photovoltaïque du**  
3 **client implique que le Distributeur peut réduire ses besoins**  
4 **d'approvisionnement en énergie. Pour le Distributeur, l'impact de cette**  
5 **réduction est le même que celui provenant des autres mesures d'ÉE.**

14.2. En tenant compte des observations de la Régie au préambule (ii) sur le traitement des programmes de GDP couverts par la définition d'ÉE proposée par le Distributeur, , veuillez justifier la présentation fusionnée des budgets et des impacts énergétiques des programmes *Panneaux solaires* et des programmes d'ÉE sur la base de la même définition, alors que les économies d'électricité de ces derniers programmes, bien que représentées par le même paramètre (GWh), sont distinctes dans leur nature et calcul et que, contrairement aux programmes d'ÉE, les programmes *Panneaux solaires* s'associent à une option tarifaire (mesurage net).

### Réponse :

6 **Pour le Distributeur, les économies d'énergie des programmes d'ÉE et la**  
7 **production photovoltaïque du programme d'installation de panneaux solaires**  
8 **visent le même objectif, soit la réduction de la livraison d'électricité par le**  
9 **Distributeur chez le client. Ainsi, la présentation des budgets et des impacts**  
10 **énergétiques incluant le programme d'installation de panneaux solaires se**  
11 **justifie sur la base de la définition élargie de l'ÉE proposée par le Distributeur.**

12 **De plus, comme mentionné en réponse à la question 11.1, les clients voulant**  
13 **bénéficier de l'appui financier du programme d'installation de panneaux**  
14 **solaires ne sont pas obligés d'adhérer à l'option de mesurage net. Ce**  
15 **programme n'est donc pas « associé » à l'option de mesurage net, bien que**  
16 **cette option augmente la rentabilité pour le client.**

14.3. Veuillez commenter l'adéquation entre la définition de la référence (iii) et le contexte des objectifs ambitieux de décarbonation en lien avec la transition énergétique mentionné dans la définition « large » de l'ÉE à la référence (i).

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 11.1.1.**

14.4. Veuillez commenter la possibilité que le Distributeur caractérise les programmes Panneaux solaires comme des programmes de production distribuée distincts de ceux d'ÉE et de GDP en tenant compte de la référence (iii).

**Réponse :**

2 **Le Distributeur maintient sa demande de considérer le programme**  
3 **d'installation de panneaux solaires résidentiels comme une mesure d'ÉE et non**  
4 **comme un programme de production distribuée.**

5 **Lors de la demande d'approbation de l'option de mesurage net, le Distributeur**  
6 **mentionnait que cette option a été conçue pour faciliter l'autoproduction,**  
7 **incluant la production photovoltaïque, chez les clients et non à acquérir des**  
8 **approvisionnements. Autrement dit, cette option ne vise qu'à combler,**  
9 **partiellement ou totalement, les besoins du client et non à vendre des surplus**  
10 **de production au Distributeur.**

11 **Dans sa décision D-2006-28, la Régie a accepté les arguments du Distributeur<sup>2</sup>**  
12 **et a mentionné que les modalités tarifaires proposées permettaient de s'assurer**  
13 **que les installations du client aient pour seule fonction de combler en partie ou**  
14 **totalement ses besoins, sans générer de surplus systématique<sup>3</sup>.**

15 **Le Distributeur est ainsi d'avis que le programme d'installation de panneaux**  
16 **solaires est une mesure d'ÉE qui vise à réduire la demande sur le réseau et non**  
17 **une mesure dont l'objectif principal est de permettre aux clients de vendre**  
18 **d'éventuels surplus.**

19 **Par ailleurs, le Distributeur réitère que cette offre a notamment pour but de**  
20 **stimuler le marché, afin de solidifier l'écosystème local et de bénéficier des**  
21 **effets d'apprentissage, et qu'elle répond à une préoccupation des intervenants**  
22 **et acteurs du marché.**

14.5. Considérant vos réponses aux questions précédentes, veuillez justifier de maintenir la demande budgétaire et les impacts énergétiques des programme Panneaux solaires comme fusionnés et indissociables des programmes d'efficacité énergétique.

**Réponse :**

23 **Pour les motifs invoqués en réponse aux questions 10.1, 11.1.1.1, 14.2 et 14.4,**  
24 **le Distributeur maintient sa position que le programme d'installation de**

---

<sup>2</sup> [D-2006-28](#), page 4.

<sup>3</sup> [D-2006-28](#), page 5

1           panneaux solaires est un programme d’ÉE et demande la reconnaissance du  
2           budget associé au portfolio d’ÉE.

### Coûts évités

15   Références :           Pièce [B-0078](#), p. 36 et 37, question 19.1.1 et sa réponse.

### Préambule :

« Le Distributeur confirme la compréhension de la Régie selon laquelle les analyses économiques des programmes d’ÉE, sauf les programmes Chauffe-eau à trois éléments et ceux dédiés aux Réseaux autonomes, utilisent le signal de coût évité de long terme en énergie, déterminé en fonction du tarif et du profil d’usage. » [nous soulignons]

### Demande :

15.1 Veuillez confirmer que dans la réponse en référence, le Distributeur a omis les coûts évités de transport et de distribution mentionnées à la question de la Régie. Dans la négative, veuillez expliquer.

### Réponse :

3           Le Distributeur clarifie sa réponse à la question 19.1.1 de la demande de  
4           renseignements n° 2 de la Régie à la pièce révisée HQD-8, Document 1.2  
5           ([B-0078](#)). Le Distributeur confirme l’utilisation du signal de coût évité de long  
6           terme en énergie, déterminé en fonction du tarif et du profil d’usage et ajoute  
7           que ce signal de coût évité de long terme en énergie est pondéré selon les  
8           usages et catégories de consommateurs, en tenant compte de la répartition de  
9           ceux-ci selon quatre périodes (pointe d’hiver, hors pointe d’hiver, pointe d’été,  
10          hors pointe d’été), ainsi qu’en appliquant les pertes en énergie associées aux  
11          catégories de clients. Ainsi, les coûts évités de transport et de distribution sont  
12          pris en compte dans le calcul des analyses économiques des programmes  
13          d’ÉE.

### Programmes de GDP et impact de leurs appuis financiers

16   Références :           (i)   Pièce [B-0048](#), p. 13, Tableau 9;  
                                 (ii)   Pièce [B-0076](#), p. 13, Tableau 9;  
                                 (iii)  Pièce [B-0078](#), p. 22, Tableau R-12.1 et p. 4, R2.1;  
                                 (iv)  Renseignements fournis en vertu de l’article 75.1 pour l’année  
                                 2024, pièces [B-0009](#), p. 11, [B-0012](#), p. 3 et [B-0014](#), p. 3 ;

- (v) Dossier R-4270-2024 Phase 3, décision [D-2025-033](#), p. 69, 83 et 84, par. 235, 296 et 298 ;
- (vi) Pièce [B-0027](#), p. 6 et 7, Tableaux 1 et 2
- (vii) Pièce [B-0078](#), p. 42, R21.1;
- (viii) Pièce [B-0078](#), p. 43, R21.2.1;

**Préambule :**

(i)

**Tableau 9**  
**Impacts énergétiques des programmes de GDP - 2024-2028 (MW)**

	2024	2025 (Autorisé)	2025 (Projeté)	2026	2027	2028
<b>Impact énergétique</b>	<b>177</b>	<b>235</b>	<b>172</b>	<b>152</b>	<b>172</b>	<b>185</b>
Marché Résidentiel	174	150	87	117	132	140
Marché Affaires	3	85	85	35	40	45

(ii)

**Tableau 9**  
**Impacts énergétiques des programmes de GDP - 2024-2028 (MW)**

	2024	2025 (Autorisé)	2025 (Projeté)	2026	2027	2028
<b>Impact énergétique</b>	<b>87</b>	<b>235</b>	<b>191</b>	<b>179</b>	<b>200</b>	<b>211</b>
Marché Résidentiel	84	150	106	144	160	166
Marché Affaires	3	85	85	35	40	45

(iii)

**Tableau R-12.1**  
**Nombre de clients et contribution en MW des programmes de GDP pour la clientèle résidentielle**

Programmes de GDP	Années				
	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Volet Résidentiel</b>					
Nombre de nouveaux clients	27 000	33 000	45 000	50 000	52 000
Contribution - Nouveaux clients (MW)	84	106	144	160	166
<b>Nombre total de clients</b>	<b>56 000</b>	<b>86 000</b>	<b>129 000</b>	<b>176 000</b>	<b>224 000</b>
Contribution - Tout client (MW)	174	275	413	563	717

La Régie note que pour le volet Affaires, le Distributeur réfère à la réponse à la question 2.1 dans laquelle il mentionne la nouvelle approche de suivi des hypothèses de certains programmes.

(iv) Le suivi annuel en référence fait état d'une réduction de puissance de 174 MW pour les programmes de GDP pour la clientèle résidentielle.

(v) Les appuis financiers novateurs pour les programmes de GDP visent l'adhésion de nouveaux clients, la pérennisation de la participation des clients existants ainsi que l'augmentation de leur contribution. Eu égard de ces objectifs le Distributeur a retenu :

- Une réduction de puissance totale de 235 MW effective à l'hiver 2025-2026 estimée en tenant compte de la différence entre les approvisionnements apparaissant dans la rubrique Gestion de la demande en puissance du Tableau 3.2 de l'État d'avancement 2023 du plan d'approvisionnement 2023-2032 pour les hivers 2024-

2025 et 2025-2026, des résultats des projets pilotes et des taux d'impact connus ou envisagés pour les appuis financiers.

- Un coût de 300 \$/kW installé pour lequel il fournit les hypothèses.

(vi) Le Distributeur présente les besoins et les approvisionnements en puissance de 2025 à 2028. La Régie présente un extrait ci-dessous :

En MW	Hiver	Hiver	Hiver
	2025-2026	2026-2027	2027-2028
	Année témoin	Année témoin	Année témoin
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>			
<b>COURT TERME</b>	<b>4 133</b>	<b>4 096</b>	<b>4 555</b>
Gestion de la demande de puissance	2 598	2 710	2 868
• GDP Engagement	1 060	1 065	1 070
• GDP Affaires / GDP Latitude	930	935	940
• Tarification dynamique	608	710	858

(vii) « [...] *Le bilan [besoins et approvisionnements en puissance de 2025 à 2028] présente la contribution attendue des options tarifaires de GDP, comme les options de tarification dynamique. Pour cette raison, la rubrique « Tarification dynamique » au tableau de la référence (i) est adéquate.* »

(viii) « *Pour le marché Affaires, le Distributeur précise que les prévisions présentées au tableau 9 révisé visent la participation à la GDP Affaires/Latitude et à la GDP Engagement. Le Distributeur n'a pas ventilé le budget pour ces options tarifaires. Les aides financières servent principalement à augmenter la participation de la clientèle et leur performance et, dans une moindre mesure, éviter l'érosion de la participation de la clientèle.*

*Pour le marché résidentiel, les prévisions présentées à la référence (i) [besoins et approvisionnements en puissance de 2025 à 2028] incluent celles du tableau 9 révisé [référence (ii)] auxquelles ont été ajoutées les prévisions faites aux fins du bilan de puissance relatives aux programmes résidentiels pour la GDP dont le lancement est envisagé au cours de la période 2026 à 2028.* » [nous ajoutons]

**Demandes :**

16.1 La Régie observe que la réduction de puissance en 2024 a été révisée de 174 MW à 84 MW (références (i) et (ii)) et que, selon le Distributeur, 84 MW correspondraient à la contribution de nouveaux clients alors que 174 MW correspondraient à la contribution de tous les clients. Elle note cependant que le résultat présenté à la référence (iv) est de 174 MW. Veuillez :

- 16.1.1 Valider la compréhension de la Régie selon laquelle l'impact des appuis financiers des *programmes de GDP* qui sera comptabilisé en mode prévisionnel et dans les suivis annuels (réel) sera exclusivement celui de nouveaux clients (référence (iii)), contrairement à ce que le Distributeur indiquait au dossier tarifaire 2025 (référence (v)) et indique à la référence (viii). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

1 Le Distributeur confirme que l'impact des appuis financiers qui sera  
2 comptabilisé en mode prévisionnel et dans les suivis annuels sera celui des  
3 nouveaux clients, que le Distributeur définit comme étant ceux ayant bénéficié  
4 d'un appui financier dans l'année visée. Cette présentation permet de corréliser  
5 les appuis financiers versés avec les MW associés. Par ailleurs, le Distributeur  
6 souligne que le 235 MW évoqué à la référence (v) comprend autant les  
7 réductions de puissance du marché affaires que de celles du marché  
8 résidentiel, alors que le 84 MW présenté aux références (i) et (ii) vise seulement  
9 la clientèle résidentielle.

10 Le Distributeur dépose une version révisée du tableau 2 intitulé Suivi  
11 énergétique et budgétaire, Gestion de la demande de puissance 2024 de la  
12 pièce HQD-10, Document 1 des Renseignements fournis en vertu de  
13 l'article 75.1 pour l'année 2024 simultanément aux présentes réponses.

16.1.2 Préciser si les résultats présentés à la référence (iv) seront corrigés afin que  
ceux-ci soient cohérents avec les réductions de puissance présentées au  
présent dossier. Le cas échéant, veuillez déposer les pièces corrigées.

**Réponse :**

14 **Le Distributeur le confirme.**

16.2 Veuillez expliquer la façon dont les réductions de puissance initialement présentées  
pour le programme *GDP clientèle résidentielle* (référence (i)) avaient été calculées et  
justifier leur modification à celles de la référence (ii).

**Réponse :**

15 **Au cours du présent dossier, le Distributeur a clarifié les MW à utiliser aux fins**  
16 **de l'élaboration des budgets et des analyses économiques des programmes de**  
17 **GDP. En ce qui a trait au 84 MW de la référence (ii), il correspond à la**  
18 **contribution des nouveaux clients ayant adhéré à l'offre Hilo seulement, que le**  
19 **Distributeur définit comme étant ceux ayant bénéficié d'un appui financier dans**  
20 **l'année courante. Concernant le 174 MW de la référence (i) il correspond à la**  
21 **contribution de tous les clients Hilo actifs au 31 décembre 2024, soit les**  
22 **nouveaux clients de l'année en cours et ceux des années précédentes. Il était**  
23 **donc nécessaire de distinguer ces nouveaux clients afin d'obtenir une meilleure**  
24 **adéquation entre la contribution de ces nouveaux clients en MW et les budgets**  
25 **demandés. Ainsi, il ne s'agit pas d'un changement méthodologique ou de**  
26 **calcul.**

16.3 En tenant compte des références (ii) et (v), veuillez préciser qualitativement et quantitativement la façon dont chacune des prévisions annuelles du bilan de puissance (Tableau de la référence (vi)) pour *Tarifification dynamique* (MW) comptabilisent ou incluent (références (vii) et (viii)) chacun des aspects suivants :

- Les prévisions apparaissant au Tableau 9 révisé de la référence (ii) pour le marché résidentiel ;
- Les prévisions apparaissant au Tableau R-12.1 de la référence (iii), le cas échéant ;
- Les prévisions « faites aux fins du bilan de puissance relatives aux programmes résidentiels pour la GDP dont le lancement est envisagé au cours de la période 2026 à 2028 » [nous soulignons]. Veuillez également fournir ces prévisions et préciser à quel(s) nouveau(x) programme(s) à lancer elles s'associent ;
- Autres considérations. Veuillez expliquer en quoi consistent celles-ci, le cas échéant.

Réponse :

1            **Les données du tableau 9 révisé et du tableau R-12.1 sont prises en compte**  
2            **dans les prévisions annuelles du bilan de puissance. Le Distributeur précise**  
3            **que la prévision de la contribution des moyens de gestion au bilan de puissance**  
4            **doit prendre en considération d'autres facteurs, notamment l'attrition du parc**  
5            **de clients et la participation comportementale. De plus, à l'instar de la prévision**  
6            **de la demande, des contributions liées aux programmes de GDP n'ayant pas**  
7            **été lancés au moment de la préparation du tableau 9 sont incluses dans les**  
8            **prévisions annuelles de la contribution des moyens de gestion au bilan de**  
9            **puissance pour refléter leur impact pour les fins de planification.**

16.4 En tenant compte des références (ii), (v) et de votre réponse à la question 6.2, Veuillez préciser qualitativement et quantitativement la façon dont chacune des prévisions annuelles du bilan de puissance (Tableau de la référence (vi)) pour *GDP Affaires/Latitude et GDP Engagement* (MW) comptabilisent ou incluent (référence (viii)) :

- Les prévisions apparaissant au Tableau 9 révisé de la référence (ii) pour les nouveaux clients du marché affaires ;
- Les prévisions quant à la pérennisation de la clientèle affaires, non précisées à la référence (iii) mais ayant, selon le Distributeur à la référence (viii), un impact « moindre » que celui de l'aspect mentionné à la puce précédente ;
- Autres considérations. Veuillez expliquer en quoi consistent celles-ci, le cas échéant.

Réponse :

10           **Le Distributeur confirme que les prévisions présentées au tableau 9 de la pièce**  
11           **révisée HQD-7, Document 1 ([B-0076](#)) sont incluses dans celles présentées au**  
12           **tableau 2 de la pièce révisée HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)). Il précise également**  
13           **qu'une portion des MW présentées au tableau 9 est dédiée à prévenir**  
14           **l'effritement de la participation de la clientèle affaires à ses options de gestion**

1 de la puissance. À ce titre, le Distributeur estime que le programme préviendra  
2 l'effritement de la participation entre 0,5 % à 2 % des MW projetés selon les  
3 années.

- 17 Références :
- (i) Pièce [B-0076](#), Tableau 8, p. 13;
  - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 31, R16.2;
  - (iii) Pièce [B-0078](#), p. 31, R16.3;
  - (iv) Pièce [B-0078](#), p. 32, R16.6;
  - (v) Pièce [B-0078](#), p. 25, R13.2;
  - (vi) Pièce [B-0078](#), p. 24, R13.1;
  - (vii) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0295](#), p. 13 et 14 ;
  - (viii) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0100](#), p. 17, R7.5 ;
  - (ix) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0100](#), p. 25, R12.3 ;
  - (x) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0202](#), p. 11, R4.3.

**Préambule :**

- (i) Budgets annuels des programmes de GDP.
- (ii) « Les coûts totalisant 50,7 M\$ retranchés de la sous-activité « *Expérience client* » sont des charges d'exploitation liées aux appuis financiers en GDP.
  - La rubrique « *Marché résidentiel* » totalise 15,8 M\$ et regroupe les récompenses versées aux clients ainsi que des frais associés au traitement et à l'octroi des appuis financiers ;
  - La rubrique « *Marché affaires* » ne comporte aucun coût ;
  - La rubrique « *Activité communes* » totalise 34,9 M\$ et regroupe des coûts liés à la commercialisation, aux technologies numériques, à l'innovation technologique, ainsi qu'aux activités de suivi et rendre compte. [nous soulignons]
- (iii) « [...] À partir de 2026, aucun montant de récompense ou de rémunération n'est inclus dans les charges d'exploitation des programmes GDP, tant pour le marché résidentiel que pour le marché Affaires. » [nous soulignons]
- (iv) « Les charges d'exploitation en GDP ne comportent aucun élément qui justifierait leur intégration aux achats d'électricité. [...] »
- (v) « Après analyse, le Distributeur confirme que, dans le cadre des programmes de GDP, le TNT est considéré équivalent au TAP. Les tableaux R-13.2-A, R-13.2-B et R-13.2-C présentent les résultats révisés. Par ailleurs, ces tableaux révisés incorporent également la modification des MW servant aux analyses économiques [...]. » [nous soulignons]

(vi) « Bien que des appuis financiers aient été versés en 2024 et 2025, le Distributeur n'est pas en mesure de calculer le TP ni le TCTR en l'absence de données sur les coûts assumés par les clients pour les mesures bénéficiant d'un appui financier pour les années 2026 à 2028. » [nous soulignons]

(vii) « [...] le Distributeur souhaite faire évoluer cette offre [Hilo et appareils compatibles] afin que les clients soient éventuellement rémunérés pour leur effacement par le biais d'une option de tarification dynamique. Conséquemment, les coûts basculeront vers ceux des options tarifaires inclus dans les achats d'électricité à partir du 1<sup>er</sup> avril 2025. » [nous soulignons] [nous ajoutons]

(viii) « Sur la base des informations dont il dispose, incluant l'expérience à ce jour pour l'installation d'équipements par le truchement de la filiale Hilo, ce coût [300 \$/kW installé] devrait permettre de couvrir, outre l'installation clés en main chez les clients [...]. » [nous soulignons]

(ix) « [pour la GDP clientèle affaires] Ce coût [300 \$/kW installé] devrait permettre de couvrir des mesures telles que la programmation de séquences GDP, l'ajout de points de contrôle et l'installation de systèmes d'automatisation du bâtiment. » [nous soulignons]

(x) « [...] Le coût par kW installé dépend du nombre et du type d'appareils, par exemple de thermostats pour plinthes électriques, pour planchers chauffants ou pour systèmes centraux. Il dépend également de la contribution des clients au coût des appareils. À titre indicatif, le coût moyen pour un client résidentiel oscille entre 150 et 250 \$/kW installé, incluant les appareils, la passerelle et l'installation par un technicien (le cas échéant).

[...]

Le Distributeur souligne qu'il ne peut divulguer les coûts spécifiques liés au coût et à l'installation des différents appareils. En effet, le Distributeur possède des ententes commerciales avec différents fournisseurs. Une divulgation des prix prévus par ces ententes pourrait nuire à ces fournisseurs et est de nature confidentielle. » [nous soulignons]

#### **Demandes :**

17.1 Veuillez justifier la comptabilisation de récompenses aux clients via des options tarifaires en tant que charges d'exploitation « liées » aux appuis financiers pour l'acquisition et l'installation de technologies facilitant la GDP accordés via les programmes de GDP (référence (ii)). Veuillez élaborer.

#### **Réponse :**

1 **Avant le 1<sup>er</sup> avril 2025, les récompenses Hilo étaient comptabilisées aux charges**  
2 **d'exploitation avec les programmes de GDP puisque l'offre Hilo n'était pas**  
3 **intégrée aux tarifs et options tarifaires du Distributeur.**

1           Après le 1<sup>er</sup> avril 2025, l'ensemble des clients Hilo a été migré vers l'une ou  
2           l'autre des options de tarification dynamique et l'adhésion à la tarification  
3           dynamique est devenue une condition d'admissibilité à l'offre Hilo. Ainsi, la  
4           notion de récompense Hilo est remplacée de la façon suivante :

- 5           • Si le client opte pour l'option de crédit hivernal, la récompense devient  
6           un crédit appliqué sur la facture du client. Ce crédit est comptabilisé à  
7           la rubrique Achats d'électricité ;
- 8           • Si le client opte pour le tarif Flex D, la récompense passe par les  
9           modalités tarifaires associées à ce tarif. Le tarif Flex D est comptabilisé  
10          aux revenus du Distributeur, comme tout autre tarif.

17.2 Veuillez préciser la rubrique de coût dans laquelle les récompenses ou les rémunérations des options tarifaires seront comptabilisées à partir de 2026 (référence (iii)).

**Réponse :**

11           **Voir la réponse à la question 17.1.**

17.3 Veuillez préciser la part des budgets annuels de la rubrique « *Activités communes* » des programmes de GDP liée à l'offre des options tarifaires (référence (i)), le cas échéant.

**Réponse :**

12           **Une analyse des montants composant les budgets annuels de la rubrique**  
13           **Activités communes est en cours. Cette analyse vise à statuer si la**  
14           **catégorisation utilisée par le Distributeur est adéquate.**

17.4 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle les charges d'exploitation en GDP ne comportent aucun élément qui justifierait leur intégration aux achats d'électricité avec ce que le Distributeur annonçait à ce sujet au dossier tarifaire 2025 (référence (vii)). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

15           **Étant donné que la notion de « récompense » disparaît avec l'obligation**  
16           **d'adhérer à la tarification dynamique, la rémunération des clients est**  
17           **comptabilisée aux rubriques Achats d'électricité ou Revenus selon l'option**  
18           **tarifaire choisie par le client, comme expliqué en réponse à la question 17.1.**  
19           **Les charges d'exploitation qui demeurent sont associées à l'exploitation des**  
20           **programmes de GDP.**

17.5 Veuillez justifier qu'en moyenne, entre 2026 et 2028, l'octroi d'appuis financiers pour des technologies facilitant la GDP pour 53 M\$, nécessite des charges d'exploitation comparables, soit 38 M\$ (42 % des coûts totaux), alors que les charges d'exploitation des programmes d'ÉE ne comptent que pour environ 5 % des coûts totaux.

Réponse :

1 **La composante des coûts de Technologies numériques plus importante en GDP**  
2 **qu'en EÉ, notamment pour l'exploitation de la centrale électrique virtuelle,**  
3 **explique cet écart.**

17.6 Veuillez confirmer que les calculs des Tableaux R-13.2-A à R-13.2-C (référence (v)) tiennent compte des charges d'exploitation du Tableau 8 de la référence (i). Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

4 **Le Distributeur le confirme.**

17.7 Veuillez expliquer l'analyse réalisée par le Distributeur lui permettant de conclure que dans le cadre des programmes de GDP, le TNT est considéré équivalent au TAP (référence (v)).

Réponse :

5 **Les modalités de calcul du TNT et du TAP sont les mêmes à la seule différence**  
6 **que la perte de revenus n'est pas considérée dans le TAP. Ainsi, pour les**  
7 **programmes de GDP, la rémunération des MW effacés n'est pas considérée par**  
8 **le Distributeur comme une perte de revenu, mais plutôt comme un coût de**  
9 **programme. Comme il n'y a pas de pertes de revenus associées aux**  
10 **programmes de GDP et que la rémunération est considérée comme un coût de**  
11 **programme, le TNT et le TAP sont équivalents.**

17.8 Veuillez justifier « l'absence » de données sur les coûts assumés par les clients pour les mesures bénéficiant d'un appui financier pour le calcul des tests TP et TCTR (référence (vi)), en tenant compte dans votre réponse, des précisions du Distributeur aux références (viii) à (x) et du fait que depuis 2024, les appuis financiers offerts par le Distributeur couvrent une partie ou la totalité des coûts d'acquisition ainsi que les coûts d'installation des technologies facilitant la GDP. Veuillez élaborer.

Réponse :

12 **Le Distributeur précise qu'en l'absence des données relatives aux coûts**  
13 **assumés par les clients dans la plateforme de suivi des demandes, il n'est pas**

- 1 possible de formuler des hypothèses nécessaires pour réaliser les tests  
 2 économiques associés pour les années 2026 à 2028.

### Sensibilisation intégrée

- 18 Références :**
- (i) Pièce [B-0078](#), p. 11, R6.1 et Annexe A, p. 29, [Tableau 4-9](#);
  - (ii) Dossier R-4270-2024, pièce [B-0100](#), p. 13 et 14, préambule question 5 et R5.1.

### Préambule :

- (i) Le Distributeur présente, à l'annexe A de la réponse à la DDR#2 de la Régie, le rapport d'évaluation pour l'année 2024 du volet *Sensibilisation intégrée* corrigeant le Tableau 4-9, dont la Régie présente un extrait ci-dessous :

**Tableau 4-9 Économies annuelles nettes totales influencées par Hydro-Québec par mesure**

MESURES	N <sup>bre</sup> de ménages influencés (milliers)	Économies /ménage 2024 (kWh)	Économies totales*						
			2024 (GWh)	2023 (GWh)	2022 (GWh)	2021 (GWh)	2020 (GWh)	2019 (GWh)	2018 (GWh)
Total influencé par Hydro-Québec		<b>96,3</b> (12,9 %)	86,6 (12,9 %)	<b>90,6</b> (13 %)	<b>72,8</b> (13 %)	<b>86,1</b> (14 %)	<b>81,3</b> (13 %)	<b>74,9</b> (14 %)	
Total pour l'ensemble des ménages ayant implanté la mesure (influencés ou non)		<b>745,6</b> (100 %)	671,8 (100 %)	694,0 (100 %)	571,2 (100 %)	622,5 (100 %)	624,9 (100 %)	550,0 (100 %)	
Tendanciel (total moins influence d'Hydro-Québec)		<b>649,3</b> (87,1 %)	585,2 (87,1 %)	603,4 (87 %)	498,7 (87 %)	536,3 (86 %)	543,6 (87 %)	475,1 (86 %)	

\*Note : pour les années 2022 et les précédentes, nous présentons les économies incluant le DRMC, le CV.

- (ii) Au dossier tarifaire 2025, le Distributeur a reconnu une erreur dans l'historique des économies nettes totales de 2018 à 2022 au Tableau 4-9 du rapport d'évaluation du volet *Sensibilisation intégrée* pour l'année 2023 dont un extrait est présenté ci-après :

**Tableau 4-9 Economies annuelles nettes totales influencées par Hydro-Québec par mesure**

MESURES	N <sup>bre</sup> de ménages influencés (milliers)	Économies unitaires par ménage 2022 (kWh)	Économies totales						
			2023 (GWh)	2022 (GWh)	2021 (GWh)	2020 (GWh)	2019 (GWh)	2018 (GWh)	2017 (GWh)
Total influencé par Hydro-Québec		<b>86,6</b> (12,9 %)	<b>72,8</b> (13 %)	<b>86,1</b> (13 %)	<b>90,6</b> (13 %)	<b>72,8</b> (13 %)	<b>86,1</b> (13 %)	<b>81,3</b> (13 %)	
Total pour l'ensemble des ménages ayant implanté la mesure (influencés ou non)		<b>671,8</b> (100 %)	571,2 (100 %)	622,5 (100 %)	<b>694,0</b> (100 %)	571,2 (100 %)	622,5 (100 %)	624,9 (100 %)	
Tendanciel (total moins influence d'Hydro-Québec)		<b>585,2</b> (87,1 %)	498,7 (87 %)	536,3 (86 %)	<b>603,4</b> (87 %)	498,7 (87 %)	536,3 (86 %)	543,6 (87 %)	

Le Distributeur a également indiqué que les informations du Tableau 1 produit par la Régie à partir des résultats des rapports d'évaluation de 2028 à 2022 et présenté ci-après sont valides :

**TABEAU 1.**  
**ÉCONOMIES D'ÉNERGIE NETTES DU VOLET SENSIBILISATION INTÉGRÉE UNE FOIS LE CHEVAUCEMENT**  
**AVEC D'AUTRES PROGRAMMES OU MESURES PRIS EN COMPTE**

	Économies d'énergie nettes évaluées (GWh)				
	2018 (v)	2019 (iv)	2020 (iii)	2021 (iii)	2022 (ii)
Activités spécifiques	42,3	47,6		51,7	59,6
Communications générales	18,4	19		13,3	18,9
<b>Total volet Sensibilisation intégrée</b>	<b>60,6</b>	<b>66,6</b>	<b>72,5</b>	<b>65</b>	<b>78,5</b>
CV/DRMC (Influence à long terme)				3,2	5,7
<b>Total volet Sensibilisation intégrée incluant l'influence à long terme des outils CV/DRMC</b>				<b>68,2</b>	<b>84,2</b>

**Demande :**

La Régie remarque que le Tableau 4-9 du rapport d'évaluation pour l'année 2024 corrigé par le Distributeur fait état des économies de 2018 à 2022 obtenues avant de retirer le chevauchement avec les outils DRMC/CV.

18.1 Veuillez confirmer que les économies nettes totales que le Distributeur s'est attribuées de 2018 à 2022 pour le volet *Sensibilisation intégrée* correspondent à celles présentées au Tableau 1 au préambule (ii), soit une fois le chevauchement avec les outils DRMC/CV retiré et, le cas échéant (années 2021 et 2022), une fois que l'influence à long terme des outils mentionnés ajoutée.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme.**

18.1.1 Dans la négative, veuillez présenter les économies attribuées au volet avec les références aux conclusions et recommandations des rapports d'évaluation pertinentes.

**Réponse :**

2 **Sans objet.**

**Évaluations d'impact déposées en 2025**

19. **Références :**
- (i) Suivi administratif de la décision D-2025-033 pour l'année 2024. Évaluation *Sensibilisation Mieux consommer - Sensibilisation intégrée*, [Annexe B](#), p. 1 à 31, dont un tableau a été corrigé à la pièce [B-0078](#), p. 11, R6.1 et Annexe A, p. 29, [Tableau 4-9](#);
  - (ii) Suivi administratif de la décision D-2025-033 pour l'année 2024. Évaluation *Sensibilisation Mieux consommer - Piscines efficaces*, [Annexe A](#), p. 1 à 33.

- (iii) Dossier R-4270-2024 Ph3, pièce [B-0114](#), Évaluation *Sensibilisation Mieux consommer - Sensibilisation intégrée* pour l'année 2023, Annexe E, p. 1 à 32.
- (iv) Évaluations *Produits Mieux Consommer – Éclairage résidentiel* au Suivi administratif de la décision D-2019-088 pour l'année 2021., [Annexe B](#), p. 11 et Rapport annuel 2018, pièce [B-0068](#), annexe D, p. 11.

**Préambule :**

## Référence (i) :

- Dans l'évaluation de 2024 du volet *Sensibilisation intégrée*, l'estimation « en bloc », mise de l'avant dans l'évaluation de 2023, est maintenue, mais l'influence attribuée à Hydro-Québec comprend les participants à Hilo et à l'OPÉ.
- Les paramètres techniques et algorithmes de calcul des économies d'énergie unitaires développés par la firme d'ingénierie PMA, datant de 2016, sont utilisés. L'évaluateur indique avoir mis à jour quelques bases de référence dans ses suivis les plus récents.
- À partir d'une étude réalisée en 2016 (par Ad hoc recherche) l'évaluateur indique, sur la base de référence de la mesure « *Thermostats électroniques* », que des thermostats mécaniques seraient toujours présents sur quelques sites web des détaillants. Il aurait fait une « *brève revue des sites web des détaillants en 2024* ».

## Référence (ii)

- Dans l'évaluation de 2024 du volet *Piscines efficaces*, une nouvelle approche est retenue. Celle-ci considère l'influence d'Hydro-Québec « en bloc », sans faire de distinction entre les sources d'influence. Cette influence est, selon l'évaluateur « *calculée pour chacun des produits plutôt que globalement et, de ce fait, elle est donc plus précise* » que celle utilisée aux évaluations précédentes (2022 et années antérieures).
- L'évaluation ne fait plus la distinction entre l'impact de la campagne OIP et celui de communications générales. Des programmes en vigueur tels que l'OPÉ (sensibilisation), Hilo et LogisVert (appuis financiers) seraient, selon l'évaluateur, des « sources d'influence » mentionnées par des répondants.

## Référence (iii) :

- Pour le volet *Sensibilisation intégrée*, une nouvelle approche est retenue dans l'évaluation de 2023. Toute l'influence attribuée à Hydro-Québec a été considérée « en bloc » sans faire la distinction entre les sources d'influences spécifiques, soit des activités spécifiques à la *Sensibilisation intégrée* ou des communications générales, puisque, selon l'évaluateur, les participants à Hilo et à l'OPÉ avaient été exclus et que les programmes DRMC et CV n'existaient plus.

## Référence (iv) :

- La Régie constate, aux évaluations en référence, que des triangulations sont faites afin de vérifier si les résultats obtenus par plusieurs méthodes sont comparables. Notamment, la Régie observe le recours à des panels Delphi (panels d'experts), entrevues auprès des manufacturiers et détaillants, analyses de régression effectuées à partir des données des sondages Web canadiens et balisages.

## Références (i) et (iii) :

- Les évaluations de 2024 ne fournissent pas d'information sur l'incertitude des données provenant de différentes sources/approches permettant d'estimer les économies du volet *Sensibilisation intégrée*.
- Les taux d'adoption de mesures/comportements définis découlent de questions de sondage de type *avez-vous adopté tel comportement ou telle mesure dans votre ménage durant l'année n ?*
- Les taux d'influence définis pour les réponses des ménages aux questions à l'effet qu'Hydro-Québec aurait eu « *beaucoup d'influence* », « *assez d'influence* » ou « *peu d'influence* » sur leurs choix en efficacité énergétique, sont de 80 %, 20 % et 10 %, respectivement.

## Demandes :

19.1 Veuillez expliquer que l'évaluation 2024 du volet *Sensibilisation intégrée* comprenne, dans le calcul de l'influence attribuée à Hydro-Québec, les participants à Hilo. Veuillez considérer dans votre réponse l'exclusion de ces participants dans l'évaluation de 2023 en lien avec l'explication de l'approche « en bloc » (le volet OPÉ ayant été fusionné à la Sensibilisation intégrée après l'évaluation de 2023) (références (i) et (iii)).

## Réponse :

1            **Le Distributeur rappelle qu'en 2023, les participants aux programmes Hilo et**  
2            **OPÉ avaient été exclus de l'échantillonnage utilisé pour l'évaluation du volet**  
3            ***Sensibilisation intégrée* afin d'éviter tout chevauchement potentiel entre les**  
4            **différents programmes. À cette époque, Hilo et OPÉ étaient alors considérés**  
5            **comme récents et distincts.**

6            **Dans le cadre de l'exercice 2024, le Distributeur avait constaté que les mesures**  
7            **promues dans OPÉ et Hilo étaient identiques à celles du volet *Sensibilisation***  
8            ***intégrée*. De son avis, l'intégration de l'ensemble des mesures issues de**  
9            **différentes influences (*Sensibilisation intégrée*, Hilo et OPÉ) au sein d'une seule**  
10           **et même étude d'évaluation assure une cohérence au niveau méthodologique.**  
11           **Une attention particulière est mise sur la représentativité de l'échantillon, en**

1            **veillant à inclure un nombre suffisant de clients Hilo et OPÉ afin d’assurer une**  
2            **mesure adéquate des différents segments concernés.**

3            **Par ailleurs, l’approche adoptée dans le cadre de l’évaluation 2024 permet de**  
4            **mieux refléter la réalité des influences croisées entre les différents programmes**  
5            **et d’assurer la robustesse des résultats obtenus.**

19.2 Veuillez élaborer sur la plus grande précision de la nouvelle approche « en bloc » considérant que l’ancienne approche permettait à la fois de tenir compte de l’influence par produit/mesure/comportement et de distinguer l’influence des activités spécifiques (*campagne OIP* ou *Sensibilisation intégrée*) de celle des communications générales d’Hydro-Québec (références (ii) et (iii)).

**Réponse :**

6            **L’approche méthodologique préconisée continue d’évaluer l’influence par**  
7            **produit, mesure ou comportement. Le Distributeur ne fait plus de distinction**  
8            **entre l’influence spécifique, issue d’activités ciblées, et l’influence provenant**  
9            **des communications générales. Toutes les sources d’influence sont analysées,**  
10           **mais seules celles attribuables à Hydro-Québec sont prises en compte. Ce qui**  
11           **justifie le recours à l’approche dite « en bloc ».**

19.3 Veuillez commenter l’opportunité et la pertinence de revoir prochainement les bases de référence et les algorithmes de calcul des économies d’énergie unitaires du volet *Sensibilisation intégrée* (référence (i)).

**Réponse :**

12           **Les bases de référence utilisées sont systématiquement actualisées lors de**  
13           **chaque exercice d’évaluation, afin d’éviter toute surestimation des économies**  
14           **et de tenir compte de l’évolution du tendancier. Il est donc pertinent de procéder**  
15           **à une révision régulière de ces bases.**

19.4 La Régie note que la stratégie principale des évaluations du volet *Sensibilisation intégrée* consiste à appliquer à une grande population, soit le nombre de ménages au Québec, des taux d’adoption des mesures/comportements (oscillant, en 2024, entre 3 % et 34 %) et ensuite des taux d’influence (oscillant, en 2024, entre 7 % et 19 %), afin d’estimer le nombre de ménages influencés par Hydro-Québec (références (i) et (iii)).

Veuillez élaborer sur le degré d’incertitude dans la détermination des économies de ce volet. Notamment :

**Réponse :**

16           **L’étude repose sur un échantillon conséquent de près de 15 000 répondants,**  
17           **permettant d’assurer une marge d’erreur raisonnable dans l’estimation des taux**

1 d'adoption des mesures d'ÉE. Le Distributeur est d'avis que la stabilité  
2 observée de ces taux au fil des années renforce la fiabilité des résultats.

3 L'échantillonnage combine un envoi massif à la clientèle et un sondage auprès  
4 d'un panel représentatif du Québec, ce dernier étant intégré à l'échantillon  
5 global afin d'appuyer le taux de réponse. Les résultats sont pondérés selon  
6 plusieurs variables pour garantir la représentativité à l'échelle de la population  
7 québécoise.

8 L'approche méthodologique cible l'adoption de mesures d'ÉE sur les douze  
9 derniers mois, période jugée propice à une bonne mémorisation par les  
10 répondants. La taille de l'échantillon permet d'absorber les écarts mineurs liés  
11 aux erreurs de réponse, assurant ainsi la robustesse des estimations.

12 Les gains énergétiques associés aux mesures sont déterminés selon des  
13 méthodes reconnues, fondées sur des évaluations antérieures approfondies et  
14 révisées régulièrement en fonction de l'évolution des programmes et des  
15 informations disponibles.

16 En conclusion, il convient de souligner que l'étude relative au volet  
17 *Sensibilisation intégrée* repose sur une méthodologie éprouvée et robuste.  
18 Toutefois, il est reconnu que, comme toute enquête fondée sur un sondage, ses  
19 résultats demeurent conditionnés par le comportement effectif des clients ainsi  
20 que par leur propension à participer.

19.4.1. Veuillez commenter la subjectivité des taux d'influence définis par l'évaluateur,  
impactant l'estimation des ménages influencés par Hydro-Québec.

**Réponse :**

21 Initialement, les taux d'influence du volet *Sensibilisation intégrée* proviennent  
22 de l'étude du programme DRMC (2007), basée sur l'expertise de l'évaluateur,  
23 des analyses techniques et de facturation. Depuis 2016, ces taux ont été ajustés  
24 par SOM pour refléter la nouvelle approche.

25 Par ailleurs, la littérature spécialisée en marketing et en recherche commerciale  
26 recense diverses échelles de taux d'influence, variables selon le type de produit  
27 et le degré de nouveauté. Les taux retenus pour la *Sensibilisation intégrée*  
28 s'inscrivent dans cette littérature et reflètent une approche prudente, en ne  
29 considérant que les clients ayant déclaré une forte influence.

19.4.2. Considérant que le taux d'influence maximal obtenu en 2024 est de 19 %, veuillez valider la compréhension de la Régie selon laquelle la proportion de ménages ayant indiqué qu'Hydro-Québec aurait eu « *beaucoup d'influence* » sur leurs choix est négligeable.

**Réponse :**

1                   **Le Distributeur le confirme.**

19.5 Considérant votre réponse à la question précédente, veuillez élaborer sur l'opportunité et la pertinence de contrevalider la détermination du nombre de ménages influencés par Hydro-Québec par d'autres approches (référence (iv)).

**Réponse :**

2                   **Le Distributeur a entrepris une réflexion visant à estimer par une approche**  
3                   **quantitative les économies d'énergie associées au volet Sensibilisation**  
4                   **intégrée. Cependant, l'absence de groupes de non-participants, la diversité des**  
5                   **mesures analysées ainsi que le peu d'économies associées à chacune rendent**  
6                   **l'estimation extrêmement complexe. À ce jour, le Distributeur poursuit sa**  
7                   **réflexion.**

19.6 Veuillez expliquer si la détermination du niveau d'influence d'Hydro-Québec « en bloc » pour les volets *Sensibilisation intégrée* et *Piscines efficaces* (références (i), (ii) et (iii)) peut faire en sorte que les participants aux sondages réalisés dans les évaluations :

- Confondent les initiatives de sensibilisation (récentes et anciennes) d'Hydro-Québec avec celles d'autres joueurs comme les ministères ou même avec les effets tendanciels. Veuillez tenir compte de l'ancienneté des initiatives ayant, selon l'évaluateur, une « influence cumulée », pouvant dater de plus de 20 ans.
- Accordent un impact de sensibilisation en termes de GWh à des interventions en efficacité énergétique prescriptives, soit celles octroyant des appuis financiers et non vouées à la sensibilisation, même à celles visant la réduction de puissance en pointe hivernale (ex. Hilo).

**Réponse :**

8                   **L'influence d'autres intervenants est abordée auprès des répondants. Lorsque**  
9                   **de telles influences sont identifiées, les mesures concernées sont exclues des**  
10                   **résultats du volet Sensibilisation intégrée. Les effets tendanciels sont**  
11                   **également pris en compte dans la mesure d'influence.**

12                   **Par ailleurs, le Distributeur précise que les clients ayant bénéficié d'une aide**  
13                   **financière dans le cadre du programme LogisVert sont exclus de l'échantillon**  
14                   **utilisé pour l'évaluation de la Sensibilisation intégrée. De plus, le sondage inclut**  
15                   **une question spécifique pour éviter le double comptage.**

16                   **Enfin, la réduction de puissance n'est pas calculée dans le volet Sensibilisation**  
17                   **intégrée. Toutefois, le programme Hilo propose également des conseils en**

1           **efficacité énergétique, ce qui justifie que des économies en énergie soient**  
2           **mesurées pour ces clients.**

3           **Voir également la réponse à la question 19.1.**

19.7 Dans le contexte de transition énergétique actuel et de cibles ambitieuses pour le Québec requérant que les résultats atteints soient les plus proches de la réalité, veuillez justifier que l'impact énergétique associé au volet *Sensibilisation intégrée* et au volet *Piscines efficaces* à l'année « n » ne se limite pas :

- À l'année « n » (sans attribution à des effets cumulatifs) ;
- Aux initiatives spécifiques à chaque volet évalué (campagnes *OIP* et *Sensibilisation intégrée*), excluant tout autre programme du Distributeur ou d'autrui (mais pour *Sensibilisation intégrée*, incluant l'OPÉ).

**Réponse :**

4           **L'effet de la publicité peut effectivement être cumulatif. Toutefois, les mesures**  
5           **prises en compte dans l'évaluation sont comptabilisées spécifiquement pour**  
6           **l'année « n » considérée. Les initiatives spécifiques, telles que la thermopompe,**  
7           **font l'objet d'une évaluation distincte.**

8           **Le Distributeur rappelle que les interventions d'autres acteurs sont exclues des**  
9           **résultats du volet Sensibilisation intégrée. À ce titre, voir la réponse à la**  
10          **question 19.2.**

19.8 Considérant vos réponses aux questions précédentes, veuillez expliquer sur si la méthode actuelle d'évaluation des volets *Sensibilisation intégrée* et *Piscines efficaces* peut mener à une surestimation de l'impact réel de ceux-ci, notamment, par la possible comptabilisation :

- D'effets cumulatifs antérieurs à l'année évaluée ;
- D'effets de bénévolat et d'entraînement (récents et anciens) associés à d'autres IEE d'HQ, même si celles-ci ne sont pas vouées à la sensibilisation et ne visent pas la réalisation d'économies d'énergie (ex. Hilo pour *Sensibilisation intégrée* et *Piscines efficaces* et *LogisVert* pour *Piscines efficaces*) ;
- D'effets de programmes et mesures d'autres joueurs comme les ministères (récents et anciens) (*sensibilisation intégrée*) ;
- Des économies tendancielle ;

Veuillez élaborer.

**Réponse :**

11          **En s'appuyant sur les éléments méthodologiques présentés en réponse aux**  
12          **questions 19.1 à 19.7, le Distributeur considère que son approche permet de**

- 1                    **maîtriser les risques de surestimation et assure une prise en compte exhaustive**  
2                    **et cohérente des impacts énergétiques de ces programmes.**

### Base de tarification et revenus requis

- 20. Références :**
- (i) Pièce [B-0002](#), p. 9;
  - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 7 et 8, tableau 1;
  - (iii) Pièce [B-0013](#), p. 31 à 33, tableaux A-13 à A-15;
  - (iv) Pièce [B-0013](#), p. 18, tableau 20.

#### Préambule :

(i) « *ÉTABLIR les bases de tarification (moyenne des 13 soldes) pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 respectivement de 18 869,7 M\$, 20 975,8 M\$ et 23 469,7 M\$ en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi, selon la preuve du Distributeur* ». [nous soulignons]

(ii) Selon le tableau, la compensation réseaux municipaux est de 20,1 M\$ en 2026, de 25,5 M\$ en 2027 et de 31.1 M\$ en 2028.

(iii) Les tableaux A-13 à A-15 présentent la base de tarification pour les années témoins 2026 à 2028.

(iv) Au Tableau 20, HQD présente les mises en service de la catégorie Maintien des actifs pour la période 2024-2028.

#### Demandes :

20.1 Selon la référence (i), la base de tarification (moyenne des 13 soldes) pour les années 2026, 2027 et 2028 sont de 18 869,7 M\$, 20 975,8 M\$ et 23 469,7 M\$. La Régie constate que selon la référence (iii) que ces montants correspondent à la base de tarification au 31 décembre. Veuillez confirmer les bases de tarification selon la moyenne des 13 soldes pour les années 2026 à 2028.

#### Réponse :

- 3                    **Les bases de tarification selon la moyenne des 13 soldes pour les années 2026**  
4                    **à 2028 sont de 16 937,5 M\$, 19 429,4 M\$ et 21 567,5 M\$.**

20.1.1. Au besoin, veuillez corriger les références (i) et (iii).

**Réponse :**

1            **Le Distributeur dépose la demande amendée simultanément aux présentes**  
2            **réponses.**

20.2 Veuillez présenter et expliquer les principaux projets et les principaux facteurs justifiant la croissance des mises en service de la sous-catégorie Autres actifs à la référence (iv).

**Réponse :**

3            **La croissance des mises en service de la sous-catégorie Autres actifs est**  
4            **principalement attribuable à l'achat d'outillage équipant les nacelles utilisées**  
5            **par le Distributeur. Le niveau des mises en service pour l'année de base a été**  
6            **ajusté afin de refléter les besoins opérationnels réels qui avaient été**  
7            **sous-évalués lors de l'établissement de la prévision initiale de 2025, ce qui**  
8            **explique en grande partie la croissance observée dans cette sous-catégorie.**

20.3 Veuillez présenter et expliquer le calcul de la compensation en référence (ii).

**Réponse :**

9            **La compensation financière versée aux réseaux municipaux correspond au**  
10           **différentiel de prix découlant de l'application de l'écart entre la hausse tarifaire**  
11           **du tarif LG et celle des tarifs domestiques depuis le 1<sup>er</sup> avril 2023 multiplié par**  
12           **l'estimation des ventes (en dollars) d'électricité des réseaux municipaux aux**  
13           **tarifs domestiques.**

**Logiciel CED et IMA 2.0 - Pérennité du parc**

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), page 36;
  - (ii) Dossier R-4047-2018 Phase 1, décision [D-2019-042](#), p. 11, par. 33;
  - (iii) Dossier R-4047-2018 Phase 2, décision [D-2019-109](#), p. 54, par. 191;
  - (iv) Pièce [B-0013](#), page 35, tableau A-21
  - (v) Dossier R-4305-2025, pièce [B-0017](#), p. 54 et 55, R-12.2.1.
  - (vi) Pièce [B-0013](#), page 43, tableau A-37.

**Préambule :**

(i) « *La modernisation du logiciel CED est la plus optimale compte tenu les délais de réalisation, les risques technologiques et les coûts supplémentaires d'implantation d'une nouvelle solution entière* ».

(ii) « Les Demandeurs soutiennent que le remplacement complet des systèmes Spectrum, Laser, Gen-4 et du Logiciel CED est la seule solution envisageable. En effet, aucune autre solution n'a été considérée par le Transporteur pour ses systèmes, en raison de leur abandon par le fournisseur ou de la grande complexité de passer à une version plus récente. En ce qui a trait au Distributeur, les investissements requis pour maintenir le développement d'interfaces complexes pour assurer le transfert d'informations avec le SCR-T ne feraient que retarder de quelques années le remplacement du Logiciel CED, qui devient incontournable à partir de 2023. » [nous soulignons]

(iii) « Tel que noté par la Régie dans sa décision D-2019-042, le Transporteur soutient que le remplacement complet des systèmes Spectrum, Laser, Gen-4 et du Logiciel CED est la seule solution envisageable. En effet, aucune autre solution n'a été considérée par le Transporteur pour ses systèmes, en raison de leur abandon par le fournisseur ou de la grande complexité de passer à une version plus récente. » [nous soulignons]

(iv) Le Distributeur présente, dans le tableau A-21, les mises en service des projets majeurs autorisés par Hydro-Québec.

(v) « Le balisage réalisé démontre que la durée de vie des compteurs se situe entre 15 et 18 ans. Au-delà de cette période, les essais sur le vieillissement accéléré ont démontré une augmentation significative de leur taux de défaillance.

Le réseau de télécommunication Mesh RF actuel est trop limité pour répondre aux besoins de l'avenir en termes de vitesse et volumétrie de données. Ainsi, l'obsolescence technologique et la capacité insuffisante du réseau de télécommunication justifient ce besoin de remplacer le parc de compteurs afin d'assurer la pérennité et la fiabilité de l'infrastructure.

Le déploiement des compteurs débutera en 2026 par un projet pilote pour s'assurer que ces derniers répondent aux exigences d'Hydro-Québec et aux normes de Mesures Canada. Dès 2027, près de 650 000 compteurs seront déployés par année. » [nous soulignons]

(vi) Le Distributeur présente, dans le tableau A-37, le projet IMA 2.0.

#### **Demandes :**

21.1 Veuillez expliquer et justifier l'affirmation, référence (i), voulant que la modernisation du logiciel CED soit la solution la plus optimale alors que les références (ii) et (iii) indiquent que le remplacement du logiciel CED est la seule solution possible et qui devient incontournable à partir de 2023.

#### **Réponse :**

1                    **En 2019, au terme d'une démarche d'appel au marché, un fournisseur a été**  
2                    **sélectionné pour la réalisation du projet de remplacement des systèmes de**

1           **conduite du réseau (SCR-T et SCR-D). Pendant la phase projet qui a suivi, le**  
2           **Distributeur a fait des démarches afin de s’assurer de l’adéquation du produit**  
3           **du fournisseur aux besoins d’affaires. Cet exercice était essentiel compte tenu**  
4           **des écarts à combler entre les systèmes du marché et le logiciel CED. Ceci est**  
5           **évoqué dans le rapport d’expert déposé par le Distributeur en soutien à son**  
6           **dossier<sup>4</sup>. Ces travaux se sont échelonnés sur plus d’un an afin de couvrir tous**  
7           **les écarts recensés.**

8           **Au terme de cette démarche, des écarts fonctionnels significatifs à même le**  
9           **système proposé par le fournisseur ont été identifiés. Le Distributeur a donc**  
10           **envisagé deux scénarios : soit développer une nouvelle génération de la**  
11           **plateforme de ce dernier afin de combler les écarts constatés (réingénierie de**  
12           **l’architecture du système afin de répondre aux besoins de gestion du modèle**  
13           **de données), soit moderniser le logiciel CED (refonte technologique du système**  
14           **CED actuel).**

15           **Les analyses réalisées en 2023 ont démontré que le développement d’une**  
16           **nouvelle génération de la plateforme du fournisseur retenu en 2019 impliquerait**  
17           **des délais supplémentaires significatifs. De plus, ces délais rendaient**  
18           **également incontournable la réalisation des travaux visant à assurer la**  
19           **pérennité du logiciel CED. L’implantation de cette nouvelle plateforme**  
20           **comportait également des risques importants et un possible dépassement**  
21           **significatif des coûts par rapport au budget autorisé au volet Distribution.**

22           **À cette même période, des travaux réalisés par le Transporteur sur le futur**  
23           **SCR-T et par le Distributeur sur les détails de ses besoins quant aux interfaces**  
24           **entre le logiciel CED et le SCR-T ont permis de trouver des pistes de solution**  
25           **pour faire face à la complexité de ces dernières.**

26           **Pour ces raisons, en 2023, comme indiqué dans la référence (i), compte tenu**  
27           **des éléments cités précédemment et de l’importance d’assurer la pérennité du**  
28           **système de conduite du réseau de distribution dans les meilleurs délais tout en**  
29           **répondant aux besoins d’affaires du Distributeur, la modernisation du logiciel**  
30           **CED s’est avérée être la solution la plus optimale.**

21.2    Veuillez confirmer que les mises en service pour le projet IMA 2.0 en 2027 et 2028, référence (iv) s’explique uniquement par le déploiement des compteurs (référence (v)). Dans la négative, veuillez élaborer.

**Réponse :**

31           **Les mises en service en 2027 et 2028 s’expliquent par le déploiement des**  
32           **compteurs ainsi que la mise en place préalable de l’infrastructure de**  
33           **télécommunications nécessaire au fonctionnement des compteurs intelligents.**

---

<sup>4</sup> Voir la pièce HQT-D-3, Document 2 ([B-0010](#)) du dossier R-4047-2018.

21.2.1. Veuillez expliquer les mises en service en 2026 pour le projet IMA 2.0 alors que, selon la référence (v), le projet débutera par un projet pilote et que les compteurs seront déployés qu'en 2027.

**Réponse :**

1 **Bien que le déploiement massif des compteurs soit prévu en 2027, des mises**  
2 **en service auront lieu en 2026 dans le cadre du projet pilote. Ce pilote vise à :**  
3 **• Valider l'architecture technique et les processus opérationnels avant le**  
4 **déploiement à grande échelle ;**  
5 **• Installer un nombre limité de compteurs afin de tester leur intégration**  
6 **avec les systèmes existants ;**  
7 **• Mettre en place l'infrastructure de télécommunications nécessaire au**  
8 **fonctionnement des compteurs intelligents (preuve de concept).**  
9 **Ces étapes sont essentielles pour assurer la fiabilité et la performance du**  
10 **déploiement à grande échelle.**

21.2.2. Veuillez confirmer que les mises en service pour le projet IMA 2.0 après 2028 s'expliquent uniquement par le déploiement des compteurs. Dans la négative, veuillez élaborer.

**Réponse :**

11 **Tout comme pour les mises en service 2027 et 2028, celles après 2028**  
12 **s'expliquent par le déploiement des compteurs ainsi que la mise en place**  
13 **préalable de l'infrastructure de télécommunications nécessaire au**  
14 **fonctionnement des compteurs intelligents.**

21.3 Veuillez confirmer que les nouveaux compteurs qui seront installés dans le cadre du projet IMA 2.0 auront une durée de vie similaire au parc de compteurs actuel, soit de 15 à 18 ans selon la référence (v).

**Réponse :**

15 **Le Distributeur le confirme.**

21.4 Veuillez expliquer les besoins en termes de vitesse et volumétrie de données, à la référence (v), justifiant le remplacement du parc de compteurs.

**Réponse :**

16 **Depuis la mise en place d'IMA, plusieurs solutions innovantes ont été**  
17 **développées en exploitant les données historiques et événementielles des**  
18 **compteurs intelligents. Ces approches ont permis d'améliorer**

1 considérablement l'offre de service, notamment la détection des pannes et la  
2 remise en service graduelle.

3 Cependant, la limite des capacités offertes par les données et le réseau actuels  
4 est partiellement atteinte. Il est donc essentiel d'améliorer la qualité et la  
5 richesse des informations collectées. IMA 2.0 vise à transformer la capacité  
6 d'observation et d'action du Distributeur en s'appuyant sur trois axes majeurs :

- 7 • Diversification des types de mesures : ajout de nouveaux paramètres,  
8 comme le voltage réactif, pour enrichir l'analyse du réseau ;
- 9 • Augmentation de la précision : améliorer la granularité des mesures (à  
10 ne pas confondre avec l'exactitude) afin d'obtenir une vision plus fine  
11 des phénomènes ;
- 12 • Hausse de la fréquence de collecte : passer d'un profil de charge aux  
13 15 minutes à un profil aux 5 minutes, offrant une visibilité quasi en  
14 temps réel.

15 Ces évolutions permettront d'anticiper les besoins, d'optimiser les opérations  
16 et d'accroître la fiabilité du réseau. Elles exigeront une bande passante  
17 supérieure et, grâce à la technologie Mesh IP, offriront une interaction quasi en  
18 temps réel avec les compteurs, même après à une panne de courant.

19 Aujourd'hui, le réseau met plusieurs minutes, parfois des dizaines, à se rétablir,  
20 ce qui réduit l'efficacité de certaines solutions. Avec la technologie Mesh IP, la  
21 topologie du réseau demeure intacte malgré la panne, permettant des  
22 interactions avec les compteurs en quelques dizaines de secondes après le  
23 rétablissement.

24 IMA 2.0 n'est pas seulement une évolution technologique, c'est une  
25 transformation stratégique reposant sur des données plus riches, des mesures  
26 plus fréquentes et un réseau plus performant. Ensemble, ces éléments  
27 permettront au Distributeur d'améliorer la continuité, la fiabilité et la qualité de  
28 service pour ses clients.

21.5 Veuillez élaborer sur les bénéfices et les risques de n'avoir, à la référence (vi), un  
fournisseur unique.

Réponse :

29 Les bénéfices d'un fournisseur unique incluent :

- 30 • Uniformité technologique et interopérabilité : Un seul fournisseur  
31 assure la compatibilité des équipements et des logiciels, réduisant les  
32 risques d'incompatibilité et simplifiant la maintenance ;

- 1 • **Optimisation des coûts et des délais :** La continuité avec le fournisseur  
2 initial évite des coûts supplémentaires liés à l'adaptation ou à la  
3 duplication des infrastructures existantes. La consolidation des  
4 besoins auprès d'un seul fournisseur a permis de négocier des  
5 conditions avantageuses, optimisant ainsi le budget global ;
- 6 • **Support technique et mises à jour :** Un fournisseur unique garantit un  
7 suivi cohérent des mises à jour logicielles et des correctifs de sécurité,  
8 contribuant à la pérennité et à la conformité réglementaire ;
- 9 • **Simplification contractuelle :** Une seule entité contractuelle réduit la  
10 charge administrative et facilite la gestion des obligations légales et de  
11 conformité ;
- 12 • **Standardisation et efficacité opérationnelle :** La faible diversité de  
13 fournisseurs favorise la standardisation des équipements et des  
14 processus, ce qui améliore l'efficacité logistique et la traçabilité.

15 **Les risques associés sont détaillés en réponse à la question 21.5.1.**

21.5.1. Veuillez expliquer comment le Distributeur prévoit gérer le risque lié au projet IMA 2.0, notamment en terme du fournisseur, de la technologie et du déploiement par zone géographique.

**Réponse :**

16 **Une analyse rigoureuse a été réalisée pour s'assurer de la robustesse du**  
17 **fournisseur Landis+Gyr, couvrant les aspects suivants :**

- 18 • **Financier :** Analyse de ratios pour confirmer la solidité économique ;
- 19 • **Environnement social et gouvernance :** Évaluation de la maturité des  
20 pratiques de gouvernance et sociales ;
- 21 • **Politique :** Vérification des filiales et de la société-mère (aucun enjeu lié  
22 à des régimes de sanctions) ;
- 23 • **Juridique :** Absence de litiges majeurs, application des lois applicables  
24 au Québec, conformité aux exigences de Mesures Canada et gestion  
25 adéquate de la facturation ;
- 26 • **Technologies de l'information :** Données encryptées, hébergement  
27 sécurisé dans des environnements d'Hydro-Québec.

28 **Pour mitiger les risques liés au fournisseur et à la technologie, des clauses**  
29 **contractuelles ont été intégrées, incluant l'entiercement du code source, la**  
30 **possibilité de relocaliser la production en cas de défaillance majeure et des**  
31 **indicateurs de performance pour un suivi en continu.**

1 **Concernant le déploiement par zone géographique, la stratégie prévoit un**  
2 **projet pilote en 2026, réalisé dans quatre zones sélectionnées selon des critères**  
3 **de densité (faible et forte) et de bascule en Mesh IP, soit Mascouche,**  
4 **Boucherville, Montréal et Lévis. Par la suite, un déploiement progressif par**  
5 **régions sera réalisé, en suivant autant que possible la séquence du premier**  
6 **déploiement, avec un démarrage dans le Grand Montréal dès 2027.**

7 **Ces mesures combinées visent à réduire les risques liés au fournisseur, à la**  
8 **technologie et à la mise en œuvre, tout en assurant la fiabilité et la pérennité du**  
9 **projet IMA 2.0.**

21.6 Veuillez présenter la stratégie de communication que le Distributeur mettra en place dans le cadre du projet IMA 2.0 (référence (vi)).

**Réponse :**

10 **La stratégie de communication du Distributeur pour le projet IMA 2.0 repose sur**  
11 **une approche proactive, structurée et multicanal visant à assurer l’acceptabilité**  
12 **sociale et à informer clairement les clients concernés. Pour plus de détails, voir**  
13 **les réponses fournies aux questions 21.6.1 et 21.6.2.**

21.6.1. Veuillez expliquer comment le Distributeur prévoit s’assurer de l’acceptabilité social du projet IMA 2.0.

**Réponse :**

14 **Les clients seront informés du remplacement de leur compteur au moyen d’une**  
15 **communication multicanal, déployée de façon proactive plusieurs mois avant**  
16 **le début du projet. Pour ce faire, une approche de communication structurée et**  
17 **progressive sera mise en place, combinant les volets suivants :**

- 18 • **Communication proactive 3 à 4 mois à l’avance : Hydro-Québec**  
19 **diffusera un communiqué de presse ainsi que des publications sur les**  
20 **médias sociaux (Facebook, LinkedIn, Bluesky) afin de préparer la**  
21 **clientèle, expliquer le projet et assurer l’acceptabilité sociale ;**
- 22 • **Mise à jour du site Web Hydro-Québec : L’information sera également**  
23 **disponible sur le site internet d’Hydro-Québec afin de centraliser les**  
24 **éléments essentiels liés au projet et de faciliter l’accès à l’information**  
25 **pour l’ensemble de la clientèle ;**
- 26 • **Information directe aux clients concernés : Les clients recevront une**  
27 **communication personnalisée lorsqu’un remplacement est prévu dans**  
28 **leur secteur, afin de les informer clairement et à l’avance ;**

- 1                   • **Mise à jour des outils publics et médias : Les médias et partenaires**  
2                   **seront également tenus informés afin d'assurer une cohérence des**  
3                   **messages sur les plateformes publiques et les outils Web.**

21.6.2. Veuillez préciser comment les clients seront informés du remplacement de leur compteur.

**Réponse :**

4                   **Les clients seront informés du remplacement de leur compteur au moyen**  
5                   **d'outils de communication ciblés et adaptés à l'intervention planifiée.**

6                   **Afin d'informer les clients de manière claire et structurée, les outils suivants**  
7                   **seront utilisés (liste non exhaustive et susceptible d'être ajustée selon les**  
8                   **besoins du projet) :**

- 9                   • **Communication pré-installation (lettre et/ou courriel d'information) : Un**  
10                  **avis officiel sera transmis au client avant l'intervention afin de l'informer**  
11                  **qu'un remplacement de compteur est prévu à son adresse. Cette**  
12                  **communication précisera les informations essentielles liées au passage**  
13                  **de l'équipe ;**
- 14                  • **Accroche-porte IMA 2.0 : Un accroche-porte sera déposé au domicile du**  
15                  **client lors du passage de l'équipe, notamment si celui-ci est absent, afin**  
16                  **de l'aviser du passage et de lui transmettre les informations pertinentes**
- 17                  • **Dépliant IMA 2.0 : Un dépliant d'information accompagnera les**  
18                  **communications afin de présenter de façon simple et claire les**  
19                  **renseignements essentiels liés au remplacement du compteur et les**  
20                  **équipes disponibles en cas de questions.**

**Bornes de recharge**

22. **Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), p. 20, tableau 25;
  - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 21, tableau 26;
  - (iii) Pièce [B-0013](#), p. 21, tableau 27;
  - (iv) Dossier R-4305-2025, pièce [B-0011](#), p. 24, tableau 10;
  - (v) Dossier R-4305-2025, pièce [B-0017](#), p. 52, R-11.2;
  - (vi) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0047](#), p. 41 et 42;
  - (vii) Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce [B-0047](#), p. 47, tableau B-3;
  - (viii) Circuit électrique, [Exporter la liste complète des bornes dans un format compatible à Microsoft Excel](#);
  - (ix) Statistique Canada, [Ventes de véhicules automobiles neufs, septembre 2025](#), Le quotidien, 17 novembre 2025;

- (x) Gouvernement du Québec, [Le gouvernement du Québec annonce qu'il lève l'interdiction de vendre des véhicules à essence neufs en 2035](#), Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, 26 septembre 2025.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente, au tableau 25, le nombre prévu de points de recharge BRCC.
- (ii) Le Distributeur présente, au tableau 26, le rendement sur les actifs relatifs aux BRCC.
- (iii) Le Distributeur présente, au tableau 27, l'impact du projet BRCC sur ses revenus requis;
- (iv) HQT D présente, au tableau 10 la répartition dans la Vue électrique pour les sous-activités Commercialisation et Mobilité.
- (v) « HQT D ont surévalué les subventions à recevoir pour les bornes de recharge rapide dans le dossier R-4270-2024 pour l'année témoin 2025, influençant donc à la baisse la répartition en pourcentage vers le Distributeur ».
- (vi) « En 2023, avec la parution de la Stratégie québécoise sur la recharge de VÉ, l'objectif pour 2030 est passé à 2 millions de VÉ et à 6 700 bornes rapides publiques. Malgré cette révision à la hausse, l'objectif de déploiement de bornes rapides attribué au Distributeur est resté à 2 530 bornes, dont 30 ont été entièrement financées par le gouvernement du Québec ».
- (vii) Dans le cadre du dossier R-4270-2024, le Distributeur présente, au tableau B-3, le nombre prévu de points de recharge BRCC.
- (viii) Le fichier Excel présente la liste complète des bornes du Circuit électrique.
- (ix) « En septembre 2025, 17 192 véhicules à émission zéro (VEZ) neufs ont été vendus; il s'agit d'une diminution de 43,3 % par rapport au même mois un an plus tôt. Les VEZ ont représenté 10,2 % du total des véhicules automobiles neufs vendus au cours du mois, comparativement à 18,2 % en septembre 2024 ».
- (x) « Le gouvernement fixe également un nouveau calendrier de cibles pour les véhicules électriques :
- L'objectif de 100 % de véhicules zéro émission en 2035 est remplacé par une cible de 90 %, combinant véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables (VHR);
  - Les cibles annuelles de vente de véhicules électriques d'ici 2035 seront aussi allégées ».

**Demandes :**

22.1 Veuillez clarifier et définir les différences entre le « Projet BRCC », référence (iii), et le Circuit électrique, référence (viii).

**Réponse :**

1           **Le « Projet BRCC<sup>5</sup> » réfère à l'établissement d'un service public de recharge**  
2           **rapide pour véhicules électrique, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision**  
3           **[D-2019-127](#)<sup>6</sup>, et dont une mise à jour des hypothèses et du plan de déploiement**  
4           **a été présentée dans le cadre de suivis administratifs<sup>7</sup> ainsi que dans le cadre**  
5           **du dossier tarifaire R-4270-2024<sup>8</sup>.**

6           **L'appellation « Circuit électrique », quant à elle, désigne la bannière**  
7           **commerciale sous laquelle Hydro-Québec exploite les bornes publiques**  
8           **rapides BRCC ainsi que les bornes standards de niveau 2, et constitue le réseau**  
9           **public de recharge d'Hydro-Québec. Comme mentionné dans le cadre du**  
10          **dossier R-4270-2024 (phase 3) en réponse à la question 4.1 de la demande de**  
11          **renseignements n°4 de la Régie à la pièce HQD-8, Document 1.4 ([B-0190](#)),**  
12          **seules les bornes de recharge rapide (et infrastructures associées) du Circuit**  
13          **électrique déployées depuis 2018 sont associées au Distributeur dans le cadre**  
14          **de ses activités non-réglementées.**

22.2 Veuillez clarifier et définir les différences entre le « Projet BRCC », référence (iii), et les bornes de niveau de recharge « BRCC », référence (viii).

**Réponse :**

15           **Voir la réponse à la question 22.1, pour la définition du « Projet BRCC ».**

16           **Quant aux bornes de niveau de recharge « BRCC » de la référence (viii), elles**  
17           **peuvent appartenir au projet BRCC, mais elles peuvent également appartenir à**  
18           **des partenaires publics et privés, et donc être hors « Projet BRCC ».**

22.2.1. La Régie constate que selon le fichier en référence (viii), il y a 1187 bornes de niveau de recharge « BRCC ». Veuillez expliquer la différence entre ce nombre et le nombre de bornes dans le tableau en référence (i) pour 2025, soit 1371.

<sup>5</sup> « Bornes de Recharge à Courant Continu » : bornes permettant la recharge accélérée des véhicules électriques en fournissant du courant continu (DC), par opposition au courant alternatif (AC) fourni par les bornes de niveau 2. Ces bornes sont également appelées bornes de recharge rapide.

<sup>6</sup> Voir : [D-2019-127](#) (dossier R-4060-2018), paragraphe 85.

<sup>7</sup> Voir : [Suivis administratifs de la D-2019-127](#) - Suivi annuel du Projet d'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques 2019.

<sup>8</sup> Voir : Annexe B de la pièce révisée HQD-4, Document 1 ([B-0047](#)) du dossier R-4270-2024 Phase 3.

**Réponse :**

1 Le Distributeur précise que le nombre total de bornes ne correspond pas  
2 nécessairement au nombre total de points de recharge, tels qu'indiqués dans  
3 le tableau à la référence (i). En effet, la majorité des bornes rapides de 120 kW,  
4 180 kW et 350 kW installées depuis 2023 et 2024 dans le cadre du Projet BRCC  
5 sont équipées de deux points de recharge, permettant la recharge simultanée  
6 de deux véhicules avec partage de la puissance disponible de la borne. À titre  
7 d'exemple, les 1 187 bornes BRCC répertoriées dans le fichier mentionné en  
8 référence (viii) incluent environ 200 bornes partageables, offrant, à elles seules,  
9 plus de 400 points de recharge. Près de 1 000 bornes restantes sont des  
10 modèles comptabilisés en tant que points de recharge dédiés non  
11 partageables.

12 Il convient également de noter que le délai de raccordement au réseau  
13 électrique d'Hydro-Québec d'une station de recharge, suivant l'installation de  
14 nouvelles bornes, peut s'étendre sur plusieurs mois, ce qui entraîne un écart  
15 entre le nombre total de points de recharge planifiés et installés et le nombre  
16 de bornes en service disponibles pour les utilisateurs. Le nombre de points de  
17 recharge rapides BRCC installés mais en attente de raccordement par  
18 Hydro- Québec se situe généralement entre 50 et 100, selon la période de  
19 l'année.

20 Ainsi, les 1 187 bornes BRCC mentionnées à la référence (viii) ne comprennent  
21 que les bornes déjà en service, dont une partie provenant des 1 371 points de  
22 recharge BRCC planifiés pour 2025 dans le Projet BRCC à la référence (i), mais  
23 incluent également des bornes non-associées au Projet BRCC.

22.2.2. La Régie constate que selon la référence (viii), il y a 38 bornes en Ontario, dont  
12 de niveau de recharge « BRCC ». Veuillez confirmer que ces bornes ne sont  
pas incluses dans les tableaux en références (i). Dans la négative, veuillez  
élaborer.

**Réponse :**

24 **Le Distributeur le confirme.**

22.2.3. Veuillez confirmer que les charges d'exploitation liées aux bornes à l'extérieur  
du Québec ne sont pas attribuées au Distributeur. Dans la négative, veuillez  
élaborer.

**Réponse :**

25 **Le Distributeur le confirme.**

22.3 La Régie constate que les tableaux aux références (i) et (vii) sont identiques. Veuillez confirmer que le nombre de bornes entre 2024 et 2030 est inchangé depuis le dossier tarifaire précédent.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme.**

22.3.1. Veuillez confirmer que la Stratégie québécoise sur la recharge de VÉ, référence (vi), n'a pas été modifiée depuis 2023. Dans la négative, veuillez élaborer.

**Réponse :**

2 **Le Distributeur le confirme. Dans sa dernière mise à jour du Plan de mise en**  
3 **œuvre (PMO) du Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030)<sup>9</sup>, le**  
4 **gouvernement du Québec maintient la cible de 6 700 bornes de recharge rapide**  
5 **publiques, dont 2 530 sur le Circuit électrique, en 2030.**

22.3.2. Veuillez expliquer les différences entre les bornes rapides publiques et les bornes rapides attribué au Distributeur, à la référence (vi).

**Réponse :**

6 **Voir la réponse à la question 22.1.**

22.3.3. Veuillez confirmer que, outre les 30 bornes mentionnées à la référence (vi), aucune autre borne n'a été financée par le gouvernement du Québec.

**Réponse :**

7 **À ce jour, le gouvernement a contribué, à hauteur de 0,9 M\$, au financement de**  
8 **l'installation de trois bornes rapides du Circuit électrique destinées aux**  
9 **véhicules moyens et lourds (VML). Le Distributeur prévoit recevoir du**  
10 **gouvernement un financement additionnel de 0,3M\$ pour 2025 pour**  
11 **l'installation de six bornes appartenant au Projet BRCC sur des sites frontaliers**  
12 **stratégiques au Québec.**

22.4 Veuillez confirmer que seules les bornes de recharges appartenant au Distributeur sont incluses dans le tableau de la référence (i). Dans la négative, veuillez élaborer.

---

<sup>9</sup> <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-mise-oeuvre-2025-2030.pdf>. <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-mise-oeuvre-2025-2030.pdf>

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

22.5 Veuillez définir le périmètre du Projet BRCC faisant l’objet du revenu requis à la référence (iii). Veuillez, entre autres, fournir la liste des appellations commerciales des bornes du Projet BRCC, indiquer sa source d’approvisionnement.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 22.1 quant au périmètre du Projet BRCC faisant**  
 3 **l’objet du revenu requis.**

4 **Le tableau R-22.5 présente les types de bornes utilisées dans le cadre du Projet**  
 5 **BRCC. Pour répondre aux besoins du réseau de recharge, le Circuit électrique**  
 6 **procède par appels d’offres publics auprès de l’industrie afin de sélectionner**  
 7 **ses fournisseurs et les modèles de bornes selon les besoins du réseau de**  
 8 **recharge.**

**Tableau R-22.5**  
**Types de bornes rapides du Projet BRCC**

Fabricant	Modèle	Puissance
ABB	Terra WB	24
ABB	Terra 54	50
ABB	Terra 124	120
ABB	Terra 184	180
ABB	Terra HP	350
Flo	SmartDC™ v2	50
Flo	SmartDC™ v3	50
Flo	SmartDC™ v3.5	50
Flo	SmartDC™ v3	100
Flo	SmartDC™ v3.5	100
Flo	Ultra	320
Kempower	C503P400hq	500

22.5.1. Veuillez fournir les coûts de l’approvisionnement en énergie et en puissance des bornes du projet BRCC.

Réponse :

9 **Le Distributeur rappelle qu’il n’y a pas de coûts d’approvisionnements**  
 10 **spécifiques pour un usage particulier<sup>10</sup>. Les besoins, tant en énergie qu’en**

<sup>10</sup> Voir [section 5](#) de la décision D-2019-127 (R-4060-2018) quant aux éléments de suivi relatifs au projet BRCC qui excluent les coûts d’approvisionnement des bornes.

1            **puissance, des bornes du projet BRCC sont intégrés dans la prévision de la**  
2            **demande et le Distributeur approvisionne cette demande.**

22.5.2. Veuillez indiquer la part de ces coûts assumée par le Distributeur.

**Réponse :**

3            **Voir la réponse à la question 22.5.1.**

22.6 En lien avec les coûts de la sous-activité Mobilité, à la référence (vi), veuillez détailler les principales fonctions et tâches qui seront réalisées par le Distributeur ainsi que les montants associés.

**Réponse :**

4            **Détailler les principales tâches réalisées par les ressources opérationnelles**  
5            **pour l'activité Mobilité représenterait un exercice exigeant et chronophage et il**  
6            **ne serait pas possible d'y associer spécifiquement des montants, la granularité**  
7            **de celles-ci ne le permettant pas. Le Distributeur précise toutefois que les**  
8            **principales fonctions et tâches réalisées dans le cadre de la sous-activité**  
9            **Mobilité comprennent la maintenance des bornes et installations, la gestion des**  
10           **contrats, les services transactionnels, le marketing et les communications. Les**  
11           **montants qui y sont associés, découlant de la MCC, ont été présentés et**  
12           **examinés dans le cadre du dossier R-4305-2025 à la pièce HQTD-4, Document 1**  
13           **([B-0011](#)), section 2.1.2.**

22.6.1. Veuillez fournir la liste des principaux biens et services qui seront acquis par le Distributeur, tant à l'interne qu'à l'externe, ainsi que la raison de leur acquisition et les montants associés expliquer.

**Réponse :**

14           **La planification budgétaire utilisant des paramètres prévisionnels, il n'existe**  
15           **pas de liste des biens et services à acquérir pour les années 2026 à 2028. Les**  
16           **besoins en biens et services sont toutefois fortement influencés par la stratégie**  
17           **de l'activité Mobilité qui dicte les travaux à réaliser.**

18           **Voici quelques exemples de biens et services qui pourraient faire l'objet d'une**  
19           **acquisition :**

- 20            • **Acquisition de bornes de recharge ;**
- 21            • **Contrats de maintenance et d'entretien ;**
- 22            • **Garanties relatives aux bornes.**

22.6.2. Outre les subventions, mentionnée à la référence (v), veuillez expliquer l'augmentation des charges d'exploitation du Distributeur de 19,5 M\$ à la référence (vi).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**  
 2 **FCEI à la pièce HQTD-5, Document 4.1 (B-0020) dans le cadre du dossier**  
 3 **R-4305-2025.**

22.7 Veuillez, pour les années 2024 à 2028, fournir la consommation en énergie et en puissance des bornes du projet BRCC présenté à la référence (i).

Réponse :

4 **Le Distributeur établit les prévisions de consommation énergétique et de**  
 5 **puissance des bornes du Projet BRCC en tenant compte du nombre de**  
 6 **recharges, du type de bornes, de l'énergie moyenne livrée par session, du taux**  
 7 **de pertes électriques des bornes et des équipements connexes, ainsi que de la**  
 8 **durée moyenne des sessions.**

**Tableau R-22.7**  
**Consommation en énergie et en puissance des bornes du projet BRCC**

	2024	2025	2026	2027	2028
Énergie (MWh)	44 349	58 346	73 835	101 620	148 286
Puissance (MW)	46,3	58,6	73,7	94,0	124,7

22.8 Veuillez expliquer et justifier l'augmentation de 70 M\$, à la référence (ii), de la base de tarification entre l'année autorisé 2025 et l'année témoin 2028.

Réponse :

9 **L'augmentation de la base de tarification 13 soldes est fonction du déploiement**  
 10 **des bornes de recharge rapide du Projet BRCC<sup>11</sup>. Le nombre de points de**  
 11 **recharge prévus pour les véhicules électriques (VÉ) passera ainsi de 1 371 en**  
 12 **2025 à 2 053 en 2028, tandis que celui destiné aux véhicules moyens et lourds**  
 13 **(VML) augmentera de 14 à 107 sur cette même période.**

22.9 Veuillez expliquer comment évolue la planification du déploiement du « Projet de BRCC », en densité et en nombre de points de recharge, notamment en lien :

<sup>11</sup> Voir le tableau B-4 de la pièce révisée HQD-4, Document 1 (B-0047) du dossier R-4270-2024 phase 3 présentant le coût des BRCC par types de borne.

22.9.1. Avec l'évolution de la technologie des voitures électriques dont l'autonomie a augmenté significativement, ce qui peut réduire le besoin du service public de recharge en proportion du nombre de véhicules électriques mis en circulation;

**Réponse :**

1           **Comme indiqué aux sections 3.1 et 3.2 de la référence (vi), qui présentent la**  
2           **mise à jour du plan de déploiement du projet BRCC jusqu'en 2030, le**  
3           **Distributeur poursuivra, au cours des trois prochaines années, la**  
4           **diversification des configurations des sites de recharge rapide, en nombre et**  
5           **en puissance des bornes, et ajustera les cibles de déploiement dans les zones**  
6           **urbaines, périurbaines et éloignées, en fonction de la disponibilité des réseaux**  
7           **privés complémentaires et du taux d'utilisation des sites existants du Circuit**  
8           **électrique, afin de garantir une offre de recharge adaptée aux besoins des**  
9           **électromobilistes.**

10           **Bien que l'autonomie des véhicules électriques ait augmenté, la planification**  
11           **du déploiement des BRCC met l'accent sur les zones urbaines comme**  
12           **Montréal, où la demande demeure forte. Une proportion importante**  
13           **d'électromobilistes, particuliers et clients commerciaux, n'ont pas accès à la**  
14           **recharge privée, et les réseaux privés de recharge y sont encore peu présents.**  
15           **Cette réalité justifie la densification du réseau public dans ces secteurs, en**  
16           **particulier pour répondre aux besoins en hiver, où la demande est accentuée.**

17           **Le renforcement des corridors routiers demeure essentiel, car les**  
18           **électromobilistes s'attendent à des temps de recharge réduits et une plus**  
19           **grande disponibilité de bornes rapides, surtout lors des périodes les plus**  
20           **achalandées. Cela implique l'installation de nouvelles bornes plus puissantes**  
21           **et le remplacement d'un nombre important de bornes de 50 kW qui arriveront**  
22           **en fin de vie.**

23           **Le Distributeur précise également qu'il compte maintenir un taux de**  
24           **déploiement de bornes pour VÉ constant sur l'horizon 2030, équivalent à**  
25           **environ 220 points de recharge ajoutés annuellement. Ainsi, le taux de**  
26           **croissance du parc de bornes appartenant au Projet BRCC va diminuer d'année**  
27           **en année proportionnellement au nombre total de bornes en exploitation et au**  
28           **nombre de véhicules électriques en circulation. Cette diminution prévue du**  
29           **ratio BRCC/véhicules électriques a pour objectif de favoriser le taux moyen**  
30           **d'utilisation des infrastructures de recharge rapide et leur rentabilité générale.**

22.9.2. Avec la baisse des ventes de véhicules électriques, référence (ix), et le changement récent des objectifs d'électrification du parc automobile à l'horizon 2035, référence (x).

**Réponse :**

1 **Malgré la baisse des ventes de véhicules électriques en 2025 et la révision des**  
2 **cibles d'électrification pour 2035, la croissance du parc et des besoins des**  
3 **électromobilistes nécessitera un apport considérable en infrastructures de**  
4 **recharge rapide. La part des BRCC privées évolue moins rapidement**  
5 **qu'anticipée, ce qui confirme que le Circuit électrique demeurera le principal**  
6 **fournisseur de services de recharge rapide au Québec d'ici 2030, notamment**  
7 **hors des centres urbains où les réseaux privés ne s'implantent pas en raison**  
8 **d'une utilisation moyenne plus faible.**

9 **Enfin, bien que le rythme d'installation des bornes reste stable, le plan de**  
10 **déploiement du Projet BRCC vise à accélérer l'installation des bornes à**  
11 **Montréal et dans les centres urbains densément peuplés entre 2026 et 2028, en**  
12 **raison de leurs taux d'utilisation élevés.**

**Achats d'électricité**

- 23. Références :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p. 9, tableau 3;
  - (ii) [Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives](#), article 160;
  - (iii) Pièce [B-0013](#), p. 7, tableau 1.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente, au tableau 3, le coût des approvisionnements en électricité.
- (ii) *Aux fins de la première révision tarifaire visée au paragraphe 2° de l'article 159 de la présente loi :*

*1° l'article 52.1.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, édicté par l'article 41 de la présente loi, doit se lire comme suit :*

*« 52.1.1. Lorsque la Régie établit les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, elle tient compte des montants de compensation alloués pour l'application de l'article 158 de la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (2025, chapitre 24). »;*

*2° le paragraphe 1° du deuxième alinéa de l'article 22.0.0.2 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), édicté par l'article 130 de la présente loi, doit se lire comme suit :*

*« 1° augmente, pour chacune des années visées par la révision tarifaire, le coût des approvisionnements en électricité patrimoniale obtenu par l'addition des produits*

du volume de consommation des catégories de consommateurs auxquelles un coût est alloué dans le décret no 75-2025 (2025, G.O. 2, 963), modifié par le décret no 226-2025 (2025, G.O. 2, 1595), exprimé en kWh, et du coût alloué, exprimé en \$/kWh, à l'exclusion de celui applicable à la catégorie des contrats spéciaux :

- a) du résultat obtenu en multipliant le coût de tels approvisionnements de l'année précédente par 2 %;
- b) en ajoutant au résultat obtenu au sous-paragraphe a une somme relative à une hausse des coûts d'acquisition de l'électricité patrimoniale, le cas échéant; ». [nous soulignons]

(iii) Le Distributeur présente, au tableau 1, l'évolution des revenus requis du Distributeur.

**Demandes :**

23.1 À partir des données du tableau 3 de la référence (i), la Régie a préparé le tableau suivant :

	2024 Année historique	2025 Année de base	2026 Année témoin	2027 Année témoin	2028 Année témoin
Approvisionnement en électricité patrimoniale	32,2 \$/MWh	33,6 \$/MWh	34,1 \$/MWh	34,8 \$/MWh	35,5 \$/MWh
Taux de variation annuelle	s.o.	4,3%	1,5%	2,1%	2,0%

Compte tenu de l'article 160 de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* prévoit une augmentation annuelle de 2 % (référence (ii)), veuillez expliquer la croissance de 1,5% observée pour l'année témoin 2026.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur précise que l'indexation de l'électricité patrimoniale est calculée**  
 2           **à partir du coût de fourniture patrimoniale brut (avant le taux de perte**  
 3           **applicable) présenté au tableau R-23.1. Cette valeur sert au calcul du coût de**  
 4           **fourniture patrimoniale net équivalent, tel qu'établi dans les décisions**  
 5           **D-2025-033 et D-2025-042<sup>12</sup>. L'indexation est donc appliquée sur les données**  
 6           **autorisées et non sur les données de l'année de base 2025. Par ailleurs, le taux**  
 7           **d'indexation de 2,0 % est appliqué sur le coût de fourniture patrimoniale en**  
 8           **utilisant la valeur exacte, incluant plusieurs décimales, sans arrondi, pour**  
 9           **chaque année. Le tableau R-23.1 présente le coût de fourniture patrimoniale**  
 10           **brut ainsi que le taux de variation annuelle.**

<sup>12</sup> R-4270-2024 phase 3. Voir tableau 9.1 de la pièce HQD-7, Document 4 ([B-0423](#)).

**Tableau R-23.1**  
**Coût de fourniture patrimoniale brut**

	2025	2026	2027	2028
	D-2025-033	Année témoin	Année témoin	Année témoin
<b>Coût de fourniture patrimoniale brut (\$/MWh)</b> <i>taux de variation annuelle</i>	33,477	34,147 2,0%	34,829 2,0%	35,526 2,0%

23.2 À partir des données du tableau 1 de la référence (iii), la Régie a préparé le tableau suivant :

	2024	2025		2026	2027	2028	Variation 2028 vs D-2025-033
	Réel	D-2025-033	Année de base	Année témoin	Année témoin	Année témoin	
<b>Achats d'électricité (M\$)</b>	<b>7 718,3</b>	<b>8 372,9</b>	<b>8 789,1</b>	<b>8 833,0</b>	<b>9 144,3</b>	<b>9 660,6</b>	<b>1 287,7</b>
Patrimoniale	5 528,3	5 886,2	5 904,0	6 060,7	6 223,2	6 354,2	468,0
Postpatrimoniale	2 028,9	2 419,0	2 728,1	2 622,2	2 768,3	3 145,2	726,2
Tarif de gestion de la consommation	48,7		54,3				
Ajustement des contrats spéciaux	98,4	60,8	96,9	144,5	141,8	144,0	83,2
Achats d'électricité en réseaux non reliés	14,0	6,9	5,8	5,6	11,0	17,2	10,3

23.2.1. Veuillez expliquer les achats d'électricité associés au « Tarif de gestion de la consommation » de 54,3 M\$ pour l'année de base 2025 alors qu'aucun montant n'était prévu dans la demande tarifaire précédente et qu'aucun n'est prévu pour le cycle tarifaire de la présente demande.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur ne présente pas de prévision de coûts distincte des achats**  
 2            **d'électricité associés au « Tarif de gestion de la consommation » pour les**  
 3            **années témoins, lesquels sont acquis via les achats de court terme.**

4            **Le Distributeur pourrait toutefois modifier la présentation de la rubrique**  
 5            **« Achats d'électricité » dans le cadre de prochains dossiers tarifaires.**

23.2.2. Veuillez expliquer la nature des « Ajustement des contrats spéciaux ».

**Réponse :**

6            **Comme expliqué en réponse aux questions 27.1 de la demande de**  
 7            **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce révisée HQD-8, Document 1.2**  
 8            **([B-0073](#)) et 9.1 de la demande de renseignements n° 1 de la FCEI à la pièce**  
 9            **HQD-8, Document 4.1 ([B-0085](#)), l'ajustement des contrats spéciaux vise à**  
 10           **neutraliser les impacts financiers associés à ces contrats. Ainsi, tout écart**  
 11           **entre les revenus requis des contrats spéciaux et les revenus qu'ils génèrent**  
 12           **est assumé par l'actionnaire d'Hydro-Québec. Par ailleurs, les modalités**  
 13           **relatives au traitement des contrats spéciaux (« Ajustement des contrats**  
 14           **spéciaux ») sont prévues à l'article 52.2.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie.**

23.2.3. Veuillez expliquer, chiffre à l'appui, l'augmentation de 83,2 M\$ (i.e. +137 %) des achats d'électricité associés à l'« Ajustement des contrats spéciaux ».

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**  
2 **FCEI à la pièce HQD-8, Document 4.1 ([B-0085](#)).**

23.2.4. Veuillez expliquer l'augmentation de 10,3 M\$ (i.e. +149 %) des achats d'électricité en réseaux non reliés.

**Réponse :**

3 **La hausse des achats d'électricité en réseaux non reliés est principalement**  
4 **attribuable à la mise en service du parc éolien Great Whale River<sup>13</sup> dans le**  
5 **réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui (6,4 M\$) ainsi qu'à celle du**  
6 **parc éolien Tingirrautaq<sup>14</sup> dans le réseau autonome de Quaqtaq (2,5 M\$).**

**Hausses tarifaires**

24. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 10, tableau A-1;
  - (ii) [Mécanisme de lissage – Rencontre technique du 11 novembre 2025](#), p. 5, p. 7 et p. 8.

**Préambule :**

- (i) Revenus additionnels requis et hausses tarifaire demandées aux 1<sup>er</sup> avril 2026, 2027 et 2028 (M\$) :
  - La ligne 4 du tableau réfère au « Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis », sans hausse de tarif de l'année en cours.
  - La ligne 20 du tableau réfère au « Revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif) ».
- (ii) *La pièce portant sur Mécanisme de lissage présente trois cas de hausse tarifaire*
  - Cas #1 : Hausses tarifaires uniforme pour chacune des années du cycle tarifaire;
  - Cas #2 : Hausses tarifaires uniforme et application du plafond de 3 % pour la clientèle domestique pour chacune des années du cycle tarifaire;
  - Cas #3 : Application du plafond de 3 % pour la clientèle domestique et application du mécanisme de lissage.

<sup>13</sup> Contrat d'approvisionnement en électricité autorisé par la décision [D-2023-094](#).

<sup>14</sup> Contrat d'approvisionnement en électricité autorisé par la décision [D-2025-104](#).

**Demandes :**

24.1 Veuillez expliquer en détail et chiffres à l'appui, la différence entre les « Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis », sans hausse de tarif de l'année en cours et les « Revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif) » pour chacune des années du cycle tarifaire de la référence (i).

**Réponse :**

1           **La différence observée entre les revenus totaux aux fins du calcul des revenus**  
2           **additionnels requis sans hausse de tarif de l'année en cours (ligne 4) et les**  
3           **revenus des ventes excluant les contrats spéciaux (sans hausse de tarif)**  
4           **(ligne 20) correspond à la somme des trois éléments suivants :**

- 5           • **Contrats spéciaux non assujettis à la hausse des clients industriels de**  
6           **grande puissance, correspondant à l'écart entre la ligne 1 et la ligne 20**  
7           **(2026 : 1 298,1 M\$ | 2027 : 1 318,9 M\$ | 2028 : 1 352,1 M\$) ;**
- 8           • **Mécanisme de lissage (ligne 2) ;**
- 9           • **Provision réglementaire année précédente (ligne 3).**

10           **Les contrats spéciaux non assujettis à la hausse ne sont pas pris en compte**  
11           **dans la détermination du pourcentage de hausse tarifaire nécessaire pour**  
12           **couvrir les revenus additionnels requis. Le Distributeur rappelle que certains**  
13           **contrats spéciaux sont assujettis à la hausse de clients industriels de grande**  
14           **puissance et doivent donc être considérés dans le calcul des hausses tarifaires.**  
15           **Les montants des contrats spéciaux assujettis à la hausse tarifaire peuvent être**  
16           **déduits par différence entre les montants des contrats spéciaux apparaissant**  
17           **dans les tableaux A-3 à A-5 de la pièce révisée HQD-1, Document 1 ([B-0060](#)) et**  
18           **ceux des contrats spéciaux non assujettis déduits au tableau A-1 (ligne 1 vs**  
19           **ligne 20).**

24.2 Veuillez réaliser le même exercice pour chacun des cas présentés à la référence (ii).

**Réponse :**

20           **Voir la réponse à la question 24.1.**