



HELIOS

*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*


## **Le dossier tarifaire du Distributeur : années 2026-2027 à 2028-2029**

### **Rapport d'analyse externe de Philip Raphals et Guillaume Charpenel pour le RNCREQ**

**R-4307-2025**

**Régie de l'énergie**

**1er décembre 2025**



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Mandat</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Hausses et stratégies tarifaires</b> .....	<b>1</b>
2.1	La demande .....	1
2.2	Discussion .....	2
2.3	Recommandation .....	4
<b>3</b>	<b>Tarif pour surconsommateurs</b> .....	<b>4</b>
3.1	La demande .....	4
3.2	Discussion .....	5
	3.2.1 <i>La structure du tarif</i> .....	6
	3.2.2 <i>L'application à la clientèle agricole</i> .....	7
	3.2.3 <i>La causalité des coûts</i> .....	10
3.3	Recommandation .....	12
<b>4</b>	<b>Efficacité énergétique : Les programmes de subvention des panneaux solaires</b> .....	<b>12</b>
4.1	La demande .....	13
4.2	Discussion .....	15
	4.2.1 <i>Les programmes proposés</i> .....	15
	4.2.2 <i>La décision D-2025-112</i> .....	18
	4.2.3 <i>Les subventions proposées</i> .....	20
	4.2.4 <i>Le budget en Efficacité énergétique</i> .....	22
<b>5</b>	<b>Approvisionnements</b> .....	<b>23</b>
5.1	La Loi 24 .....	23
5.2	Approvisionnements de long terme .....	26
	5.2.1 <i>Approvisionnements de long terme fournis par Hydro-Québec</i> .....	26
	5.2.2 <i>Contrats de long terme avec des tiers</i> .....	28
5.3	Approvisionnements de court terme .....	29
	5.3.1 <i>Le prix de référence</i> .....	29
	5.3.2 <i>Demande d'exemption</i> .....	31
<b>6</b>	<b>Coûts évités</b> .....	<b>31</b>
6.1	Les coûts évités en énergie à long terme .....	31
6.2	Les coûts évités en énergie à court terme .....	32

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Relation entre le tarif proposé en 2e tranche et le coût évité pour chauffage des locaux .....	3
Tableau 2. Ventilation de la consommation agricole par classe tarifaire et niveau de consommation (GWh/an) .....	8
Tableau 3. Nombre de consommateurs agricoles au tarifs D et DP qui seraient assujettis au tarif DS .....	9
Tableau 4. Nombre de clients agricoles selon la consommation annuelle .....	10
Tableau 5. Subvention aux panneaux solaires : Investissement, gains et nombre de clients prévus.....	15
Tableau 6. Ratios basés sur les données fournies .....	16
Tableau 7. Contribution des panneaux solaires aux coûts et bénéfices du programme EÉ.....	16
Tableau 7. Contribution des panneaux solaires aux coûts et bénéfices du programme EÉ.....	16
Tableau 8. Test TCTR, programme Panneaux solaires.....	17
Tableau 9. Test TNT, programme Panneaux solaires .....	17
Tableau 10. Test TAP, programme Panneaux solaires .....	17
Tableau 11. Ratio TAP, programme Panneaux solaires.....	17

## 1 Mandat

Le RNCREQ a demandé au Centre Helios de préparer un rapport sur les cinq (5) sujets suivants :

- Les stratégies tarifaires ;
- Le nouveau tarif pour surconsommateurs (DS);
- Les budgets en EÉ et GdP;
- Les approvisionnements; et
- Les coûts évités de long et de court terme.

Dans sa décision D-2025-098<sup>1</sup>, la Régie a approuvé l'intervention du RNCREQ sur chacun de ces sujets.

Ce rapport est déposé à titre d'analyse externe. La section 4 (*Efficacité énergétique : les programmes de subvention des panneaux solaires*) a été rédigée conjointement par M. Philip Raphals et M. Guillaume Charpenel. Les autres sections ont été rédigées par M. Philip Raphals.

Les analystes Philip Raphals et Guillaume Charpenel reconnaissent leur devoir de fournir ce rapport et leur éventuel témoignage avec objectivité, impartialité et rigueur, et que leur devoir d'éclairer la Régie prime sur l'intérêt de leur client.

## 2 Hausses et stratégies tarifaires

### 2.1 La demande

La stratégie du Distributeur à l'égard des tarifs résidentiels<sup>2</sup> est d'appliquer la hausse de manière égale aux prix d'énergie et de puissance, sans modifier la redevance. Plus spécifiquement, à l'égard du tarif D, il propose des augmentations de 3,4% chaque année, tant pour la première tranche que pour la deuxième. Combiné avec une redevance fixe, cela résulte en une augmentation moyenne de 3,0%.

Le gel de la redevance respecte les indications de la décision D-2025-033<sup>3</sup>, qui demandait également une hausse uniforme pour les deux tranches. Toutefois, il importe de souligner que cette décision concernait uniquement les tarifs pour l'année tarifaire 2025-26, et ne fixe pas nécessairement la politique à suivre pour les années subséquentes.

---

<sup>1</sup> A-0011.

<sup>2</sup> B-0006, pages 6 à 9.

<sup>3</sup> R-4270-2024, phase 3, D-2025-033, p. 100, para. 361.

Ce choix d'exclure la redevance de l'augmentation pour les années 2026-2027 à 2028-2029 est cohérent avec la décision D-2025-033 de la Régie. Toutefois, cette décision ne s'applique qu'aux tarifs de 2025-2026. À mon avis, il y aurait lieu de retourner pour les prochaines années à la stratégie antérieure d'appliquer les hausses tarifaires aux composantes sur lesquelles les clients peuvent agir davantage et pour lesquels les coûts évités sont plus élevés, soit la deuxième tranche.

Dans le dossier R-4270-2024, j'ai présenté en preuve l'évolution des stratégies endossées par la Régie quant aux ajustements tarifaires selon les tranches<sup>4</sup>.

Dans sa décision D-2017-022<sup>5</sup>, la Régie acceptait de réduire l'écart entre les hausses des deux tranches, tout en rejetant l'uniformité. Deux ans plus tard, dans la décision D-2019-027<sup>6</sup>, la Régie a opté pour une augmentation uniforme, la justifiant sur la base d'un « déséquilibre » entre la structure des coûts évités de long terme et la structure du tarif D. À l'époque, le coût évité pour le chauffage des locaux était 9,11 cents/kWh et le tarif pour le 2<sup>e</sup> tranche du tarif D était de 9,12 cents/kWh<sup>7</sup>.

Au présent dossier, le coût évité pour le chauffage des locaux résidentiels est de 20,96 cents/kWh<sup>8</sup>, et le 2<sup>e</sup> tranche du tarif D actuel est de 10,652 cents/kWh<sup>9</sup>. Il en découle que le « déséquilibre » invoqué par la Régie dans sa décision D-2019-027 n'existe plus. Au contraire, le coût évité pour le chauffage des locaux est environ deux fois plus grand que le signal de prix du tarif actuel.

Dans le contexte de la transition énergétique et face aux objectifs importants de décarbonation et d'efficacité énergétique, les clients doivent recevoir un signal de prix qui reflète la valeur réelle de l'électricité.

La chauffe est l'utilisation qui contribue plus aux besoins résidentiels d'énergie et de puissance, et les clients qui chauffent à l'électricité consomment presque toujours en 2<sup>e</sup> tranche pendant l'hiver. Un ajustement des tarifs qui serait plus important en deuxième tranche du tarif D qu'en première enverrait un meilleur signal de prix à ces consommateurs et les sensibiliseraient davantage à optimiser leur consommation, par rapport à une hausse uniforme.

## 2.2 Discussion

Selon la proposition actuelle du Distributeur, le signal de prix est augmenté pour n'importe quelle consommation d'électricité, peu importe si elle est en 1<sup>er</sup> ou en 2<sup>e</sup> tranche.

---

<sup>4</sup> Dossier R-4270-2024, phase 3, pièce C-RNCREQ-0025, p. 1 et suivantes.

<sup>5</sup> Dossier R-3980-2016, D-2017-022, para. 644 à 649.

<sup>6</sup> Dossier R-4057-2018, D-2019-027, para. 663.

<sup>7</sup> Id., para. 659.

<sup>8</sup> B-0012, page 9, Tableau A-1.

<sup>9</sup> B-0006, page 7, Tableau 2.

Il souligne pourtant avec raison que « [l]e consommateur ne peut qu’agir sur sa consommation d’énergie à la marge »<sup>10</sup>. Il ajoute :

Le Distributeur propose une application de l’ajustement tarifaire de manière uniforme sur les deux tranches. Il signifie ainsi à la clientèle l’importance de faire une utilisation judicieuse de l’électricité en tout temps, en envoyant le signal que le service rendu par Hydro-Québec a une valeur importante, particulièrement dans un contexte de transition énergétique.<sup>11</sup>

Toutefois, le Distributeur néglige de mentionner que : a) une grande proportion de la consommation énergétique du secteur résidentiel est pour la chauffe, laquelle est principalement en 2<sup>e</sup> tranche, et b) c’est l’énergie consommée en 2<sup>e</sup> tranche qui contribue aux coûts du Distributeur.

Pour toutes ces raisons, bien connues depuis très longtemps, le Distributeur devrait concentrer ses efforts à faire réduire la consommation en 2<sup>e</sup> tranche. C’est d’ailleurs pour cette raison qu’il a longtemps poursuivi une politique de faire correspondre, le plus possible, le tarif en 2<sup>e</sup> tranche aux coûts évités pour le chauffage des espaces.

Le Distributeur confirme que le coût évité pour le chauffage des locaux est de 19,33¢/kWh en 2026, 19,71¢/kWh en 2027 et 20,07¢/kWh en 2028<sup>12</sup>. Le Tableau 1 démontre la relation entre ces chiffres et les tarifs proposés en 2<sup>e</sup> tranche. On constate que le tarif en 2<sup>e</sup> tranche représente moins de 60 % du coût évité applicable pour chacune de ces années.

	2026	2027	2028
<b>Tarif proposé, 2e tranche</b>	11.012	11.385	11.769
<b>Coût évité, chauffage des locaux</b>	19.33	19.71	20.07
<b>ratio</b>	57.0%	57.8%	58.6%

**Tableau 1. Relation entre le tarif proposé en 2e tranche et le coût évité pour chauffage des locaux**

Pour un consommateur résidentiel qui chauffe à l’électricité, son coût marginal pendant la période de chauffe sera donc entre 11 et 12 cents/kWh, tandis que sa consommation cause des coûts pour le Distributeur d’entre 19 et 20 cents/kWh. Cela n’est évidemment pas souhaitable, puisque plus le prix du dernier kWh s’éloigne de son coût de remplacement, moins le consommateur aura l’incitatif de limiter sa consommation à ce qui lui est nécessaire. La proposition du Distributeur s’éloigne donc de l’objectif que l’on cherche à atteindre.

Pourtant, la beauté d’un tarif qui ferait correspondre le prix en 2<sup>e</sup> tranche aux coûts évités pour la chauffe est qu’il donnerait alors au consommateur un signal de prix basé sur le coût marginal de l’énergie, sans toutefois augmenter sa facture. C’est pour cette raison que le Distributeur poursuivait cette politique tarifaire dans les années où le coût marginal dépassait largement le tarif de 2<sup>e</sup> tranche, et que la Régie avait endossé l’utilisation d’une telle politique.

<sup>10</sup> B-0088, p. 4, R1.3.

<sup>11</sup> Ibid.

<sup>12</sup> B-0088, p. 5, R1.6.

Maintenant que cette situation est de retour, il est tout à fait approprié de revenir à une telle approche, plutôt que la hausse uniforme entre les deux tranches.

## 2.3 Recommandation

Afin de fournir un meilleur signal de prix aux consommateurs et ainsi encourager la réduction de leur consommation pendant les périodes de plus grande charge, il serait souhaitable d'augmenter le tarif en 2<sup>e</sup> tranche, tout en limitant la hausse tarifaire moyenne à 3,0 %. **Nous recommandons donc à la Régie de demander au Distributeur de revenir avec une proposition modifiée dans ce sens.**

## 3 Tarif pour surconsommateurs

### 3.1 La demande

Le Distributeur présente la nouvelle classe tarifaire DS comme une réponse à la surconsommation :

Dans le contexte actuel de transition énergétique, il importe au Distributeur d'envoyer un signal clair aux surconsommateurs qu'ils devront payer plus cher leur électricité afin de les inciter à faire une meilleure gestion de leur consommation d'électricité. À cette fin, le Distributeur propose le tarif pour surconsommateurs (tarif DS).<sup>13</sup>

Il propose un nouveau tarif applicable aux consommateurs admissibles aux tarifs D et DP qui consomment 50 MWh ou plus annuellement, ou avec des appels de puissance de plus que 50 kW<sup>14</sup>. Ce nouveau tarif DS ajoutera une 3<sup>e</sup> tranche, en limitant l'accès à la 2<sup>e</sup> tranche à 95 kWh/j<sup>15</sup>. Le prix de la 3<sup>e</sup> tranche en 2027 sera 3,9% plus élevé que celui de la 2<sup>e</sup> tranche (11,385¢/kWh versus 11,829¢/kWh).

Ce tarif est calibré pour que la facture moyenne soit 2% plus élevée que selon le tarif D. Il est également proposé que, pour les années subséquentes, les augmentations de la 3<sup>e</sup> tranche soient 2% plus élevées que celles de la 2<sup>e</sup> tranche (5%, plutôt que 3%).

Enfin, nous constatons à regret que malgré les nombreux commentaires formulés pendant les audiences de la phase 4 du dossier R-4270-2024, incluant ceux du RNCREQ, le Distributeur ne propose aucune exclusion à l'égard des agriculteurs qui consomment plus de 50 MWh/an.

---

<sup>13</sup> B-0006, p. 14.

<sup>14</sup> B-0006, s. 4.1, p. 13 et suivantes.

<sup>15</sup> B-0006, p. 16, Tableau 11.

### 3.2 Discussion

Malgré que le tarif pour surconsommateurs ait été annoncé dans le cadre du dossier R-4270-2024 phase 4, plusieurs questions demeuraient sans réponses. Nous avons maintenant ces précisions et savons par exemple que les transferts entre les classes tarifaires D et DS seront faits de façon automatique. Ce basculement interviendra en fonction de la consommation totale de l'année antérieure, mais sans normalisation et sans tenir compte du nombre de personnes habitant dans le logement ou sa taille. Nous comprenons ainsi que si cette consommation fluctue autour de 50 000 kWh par année, rien n'empêche que le client bascule d'une année à l'autre entre les tarifs D et DS<sup>16</sup>.

Dans le dossier antérieur, le RNCREQ a demandé : « Est-ce que le Distributeur a exploré d'autres options, afin d'identifier les consommateurs auxquels s'appliquera le nouveau Tarif pour surconsommateurs? ». Étonnamment, le Distributeur a simplement répondu « **Non** »<sup>17</sup>.

Maintenant, dans ses réponses aux DDR de la Régie, Hydro-Québec laisse clairement comprendre que la structure du tarif DS n'est pas le fruit d'un processus analytique quelconque :

**Le seuil de 50 000 kWh n'est pas le fruit d'une analyse économique. Le Distributeur juge que ce seuil, équivalant au triple de la consommation moyenne des clients domestiques, est adéquat** et permet de ne cibler que les clients les plus énergivores.<sup>18</sup> [caractères gras ajoutés]

Il nous semble pourtant que l'avènement d'un tout premier tarif résidentiel qui pénalise les consommateurs pour leur surconsommation aurait mérité que plusieurs options soient considérées.

Par ailleurs, le Distributeur ne répond pas aux questions de la Régie concernant les coûts marginaux occasionnés par les clients visés par le nouveau tarif DS, se limitant plutôt à commenter la formulation de la question<sup>19</sup>.

Lorsque la Régie le questionne sur des approches alternatives, Hydro-Québec donne encore une fois une réponse qui, à notre sens, révèle que son idée est faite, sans grand souci pour les nuances :

Comme déjà mentionné, **le Distributeur a choisi d'établir un seuil annuel, et non saisonnier**, en ce qui a trait à l'application du tarif DS. **Il ne souhaite pas faire de distinction quant à la saisonnalité de cette consommation.** Le Distributeur souligne d'ailleurs que si la consommation

---

<sup>16</sup> B-0088, p. 10, R5.3.

<sup>17</sup> Dossier R-4270-2024, phase 4C, pièce B-0354, p. 20-21, R9.5.

<sup>18</sup> B-0074, p. 18-19, R4.5.

<sup>19</sup> B-0074, p. 18, R4.4.

moyenne d'un client est plus importante en hiver qu'en été, davantage de kWh seront facturés au 3<sup>e</sup> palier au cours de cette saison.

Enfin, **le Distributeur considère que la simplicité du message est assurée par l'entremise de prix constants durant l'année, simplicité qu'il cherche à maintenir dans le cas de tarifs non optionnels.**<sup>20</sup> [caractères gras ajoutés]

Cette approche basée sur une détermination unilatérale par Hydro-Québec, sans appui analytique, cadre mal avec le régime réglementaire en vigueur.

Selon l'art. 5 LRÉ, la Régie a pour mission entre autres d'assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et les distributeurs. Dans un tel contexte, la décision de créer un tarif qui pénalise un certain groupe de consommateurs ne peut être prise sans un fondement solide. Un simple « choix » fait par le Distributeur unilatéralement est nettement insuffisant à cet égard.

Cette insuffisance s'apprécie d'autant plus à la lumière des questionnements suivant : Quels sont en fait les comportements « excessifs »? Quelle est la meilleure façon de les décourager : selon l'activité, selon la taille de l'entrée électrique, selon l'appel de puissance à la pointe, ou selon la consommation annuelle? On ne peut cependant pas répondre à ces questions, si on ne les pose pas avant de fixer les modalités d'un nouveau tarif.

Pour alimenter cette réflexion, rappelons que suite à la décision D-2019-052<sup>21</sup>, le tarif CB n'a été obligatoire que pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs de 50 kW et plus. Il en découle que tout client au tarif D a le droit de produire de la cryptomonnaie jusqu'à une limite de 50 kW, sans aucune obligation de se délester pendant les périodes de pointe (pourtant obligatoire pour les clients au tarif CB). Dans l'appréciation des modalités d'un futur tarif pour surconsommateurs, ne devrait-on pas se demander si le minage de cryptomonnaie devrait se qualifier comme « surconsommation » dans le contexte actuel, sans égard à la consommation totale de l'année?

Il importe aussi de réfléchir sur la signification de la « surconsommation » pour des clients agricoles, ce qui n'est pas du tout évident.

### 3.2.1 La structure du tarif

Dans une DDR, la Régie a demandé au Distributeur pourquoi il avait choisi de créer une nouvelle classe tarifaire DS, au lieu de modifier le tarif D en introduisant des tranches supplémentaires de consommation d'énergie.

---

<sup>20</sup> B-0074, p. 19-20, R4.8.

<sup>21</sup> Dossier R-4045-2018, D-2019-052, para. 106 et 112.

Le Distributeur a répondu comme suit :

Le but visé par l'implantation du tarif DS est l'envoi d'un signal de prix aux clients dont la consommation annuelle dépasse 50 MWh. Pour ce faire, le Distributeur a choisi de concevoir ce tarif en introduisant une 3<sup>e</sup> tranche de consommation d'énergie à la structure du tarif D, dont le seuil de 135 kWh correspond au niveau moyen de consommation quotidienne menant à une consommation annuelle de 50 MWh. Le signal de prix est ainsi communiqué sur la base du prix de l'énergie à cette 3<sup>e</sup> tranche, n'affectant que les clients au tarif DS.

Or, la simple introduction d'une 3<sup>e</sup> tranche de consommation d'énergie au tarif D aurait pour effet d'envoyer ce signal à un certain nombre de clients dont la consommation annuelle n'atteint pas le seuil de 50 MWh, et qui ne font donc pas partie du segment de la clientèle visée.

En effet, la consommation d'un client au cours d'une période de consommation, par exemple en période hivernale, pourrait franchir le seuil de 135 kWh, sans que sa consommation annuelle dépasse 50 MWh. La seule façon de prévenir cela est la mise en place d'un tarif distinct.

De plus, à revenu égal, l'ajout d'une 3<sup>e</sup> tranche au tarif D actuel nécessiterait l'application de hausses moindres aux 1<sup>e</sup> et 2<sup>e</sup> tranches dans les années à venir, a fortiori, sur la période du présent dossier, avec un plafonnement de l'indexation du tarif D. Une telle stratégie aurait pour effet de détériorer le signal de prix pour l'ensemble de la consommation à ces deux tranches.

Pour ces raisons, la création d'un nouveau tarif visant cette clientèle apparaît pour le Distributeur comme étant l'approche la plus simple et efficace.<sup>22</sup>

Cette solution est simple, mais elle est aussi peu précise et inappropriée. On peut bien concevoir des activités de surconsommation qui n'atteignent pas les 50 MWh/an (le minage de cryptomonnaies, par exemple, ou le chauffage d'une entrée de garage) —, mais il existe d'autres exemples où une telle consommation est entièrement justifiée. L'exemple la plus flagrante est celle d'une ferme familiale comme celle de M. Yves Lamy, qui a témoigné à cet égard lors des audiences du dossier R-4270-2024, phase 4C<sup>23</sup> et a indiqué que sa ferme consommait 134 000 kWh/année<sup>24</sup>.

### 3.2.2 L'application à la clientèle agricole

Aucune explication n'a été fournie pour justifier l'application de ce tarif à la clientèle agricole. Pourtant, parmi les raisons invoquées par le Distributeur qui mène à la surconsommation, aucune ne fait référence à l'activité agricole.

---

<sup>22</sup> B-0078, p. 52-53, R23.5.

<sup>23</sup> Dossier R-4270-2024, phase 4C, notes sténographiques de l'audience du 14 avril 2025, pièce A-0184, p. 156 et suivantes.

<sup>24</sup> Ibid., p. 158.

Le Tableau R-2.1 de la pièce B-0092<sup>25</sup> résume l'impact de la proposition sur la clientèle agricole. Il indique que, au 1<sup>er</sup> avril 2028, les clients agricoles au tarif D consommeront un total de 16,8 MWh, tandis que les clients agricoles au tarif DS consommeront un total de 131,8 MWh. Autrement dit, 88,7 %<sup>26</sup> de la consommation agricole actuellement desservi par les tarifs D et DP sera facturée au tarif DS. Le tableau indique également que, pour ces clients, l'augmentation tarifaire en 2028 (comparé au 2027) sera de 4,7 % — bien au-delà des 3,0 % pour la clientèle agricole au tarif D, et même plus élevé que la clientèle résidentielle au tarif DS (4,2 %).

Les données fournies en réponse aux DDR de l'UPA permettent de comprendre la distribution de la consommation agricole dans les différentes classes tarifaires<sup>27</sup>.

Tarif	<= 50 MWh	> 50 MWh	% de la consommation agricole	% > 50 MWh
D	527	575	48%	69%
DP	22	660	30%	97%
G (sans puissance)	14	18	1%	55%
G (avec puissance)	1	8	0%	90%
M (> 100 MWh)	1	479	21%	100%
<b>Total</b>	<b>565</b>	<b>1,739</b>	<b>100%</b>	<b>75%</b>

**Tableau 2. Ventilation de la consommation agricole par classe tarifaire et niveau de consommation (GWh/an)**

Ce tableau permet les constats suivants :

- 78% de la consommation agricole est aux tarifs D et DP;
- 75 % de la consommation agricole est faite par des clients qui consomment au-delà de 50 000 kWh/an, et qui seront donc assujettis au tarif DS, selon la proposition;
- 69 % de la consommation au tarif D et 97% de la consommation au tarif DP seront assujetti au tarif DS, selon la proposition.

Les augmentations tarifaires seront différentes pour les différentes classes tarifaires :

- 3,0 %/an, pour le tarif D<sup>28</sup>;
- 4,7 %/an (en 2027 et 2028) pour le tarif DS<sup>29</sup>;

<sup>25</sup> B-0092, p. 14.

<sup>26</sup>  $131,8 \div (131,8 + 16,8) = 88,7 \%$ .

<sup>27</sup> B-0092, Tableaux R-1.1, R-1.2, R-1.3, R-1.4 et R-1.5.

<sup>28</sup> B-0092, p. 14, Tableau R-2.1.

<sup>29</sup> Ibid.

- 4,8 %/an (en 2027 et 2028) pour les tarifs M et G<sup>30</sup>.

L'effet net de la proposition d'inclure les clients agricoles au tarif DS est d'assujettir les clients D et DP qui consomment plus que 50 000 kWh/an à une augmentation annuelle de 4,8 % plutôt que 3,0 %.

Le Tableau 3 précise le nombre de consommateurs aux tarifs D et DP qui seraient assujettis au tarif DS, selon la proposition.

kWh/an consommés	tarif D	tarif DP	Total
50 000 à 99 999	3469	666	4135
100 000 à 249 999	1921	2031	3952
250 000 à 499 999	8	667	675
500 000 et plus		59	59
<b>Total</b>	<b>5398</b>	<b>3423</b>	<b>8821</b>

**Tableau 3. Nombre de consommateurs agricoles au tarifs D et DP qui seraient assujettis au tarif DS**

On constate qu'il y a au Québec environ 8 821 fermes qui subiront des augmentations d'environ 4,7 % plutôt que 3,0% par année, par le simple fait d'être assigné au tarif DS. Parmi ces 8 821 fermes, il importe de souligner que 61 %<sup>31</sup> sont au tarif D et 47 %<sup>32</sup> sont dans la plus faible tranche de consommation.

Dans le dossier R-4270 phase 4C, les témoins d'UPA ont expliqué de façon éloquente pourquoi une installation agricole ne peut réduire sa consommation énergétique sans mettre à péril le bien-être des animaux ou la productivité de la ferme<sup>33</sup>.

Dans la preuve en chef, il n'y a aucune explication pourquoi Hydro-Québec considère les clients agricoles comme des surconsommateurs. Il indique que l'objectif du tarif est « d'encourager les bons comportements et de favoriser l'adoption de mesures d'efficacité énergétique (EÉ) auprès de cette clientèle. Ce tarif a pour objectif d'envoyer un signal de prix à la clientèle domestique la plus énergivore afin de l'inciter à réduire sa consommation »<sup>34</sup>. Or, il n'y a aucune mention de la clientèle agricole dans cette section de la preuve.

Le Distributeur décrit également un sondage qu'il a fait auprès de la clientèle résidentielle qui « permet d'établir les caractéristiques des clients considérés comme surconsommateurs »<sup>35</sup>. Les conclusions de ce sondage sont à l'effet que :

<sup>30</sup> B-0006, p. 13, Tableau 9.

<sup>31</sup>  $5398 \div 8821 = 61 \%$ .

<sup>32</sup>  $4135 \div 8821 = 47 \%$ .

<sup>33</sup> Dossier R-4270-2024, phase 4C, notes sténographiques de l'audience du 14 avril 2025, pièce A-0184, p. 168 et suivantes.

<sup>34</sup> B-0006, p. 13-14.

<sup>35</sup> Ibid. p. 15.

- « 96 % sont propriétaires et 98 % habitent une maison individuelle. À titre comparatif, les taux sont de 63 % et 54 % respectivement pour l'ensemble de la clientèle domestique ;
- Leur consommation moyenne est de 3,5 fois supérieure à celle de la clientèle domestique ;
- 18 % détiennent un ou plusieurs thermostats connectés et contrôlables, comparativement à 8 % pour l'ensemble de la clientèle ;
- 6 fois plus de clients surconsommateurs possèdent un spa et 3,5 fois plus de piscines que l'ensemble de la clientèle domestique. »<sup>36</sup>

Encore une fois, rien n'indique que ce sondage a tenu compte de la clientèle agricole.

Le Tableau 4 présente le nombre de clients agricoles aux tarifs D et DP, selon la consommation annuelle. Il indique que 19 % des clients agricoles aux tarifs D et DP passeront au tarif DS, si la proposition d'Hydro-Québec est acceptée.

Tarif	<= 50 MWh	> 50 MWh	% > 50 MWh
D	36,230	5,398	13%
DP	707	3,423	83%
D et DP	36,937	8,821	19%

**Tableau 4. Nombre de clients agricoles selon la consommation annuelle**

Le simple fait de consommer plus de 50 000 kWh par année ne peut qualifier un établissement agricole comme un « surconsommateur », et ainsi faire l'objet d'un tarif qui semble être de nature punitive.

De toute évidence, les raisons qui sous-tendent l'introduction d'un éventuel tarif DS n'ont rien à voir avec l'idée de « punir » les exploitants agricoles.

**Afin d'assurer que le nouveau tarif pour surconsommateur soit juste et équitable, nous recommandons donc à la Régie d'exclure la clientèle agricole du tarif DS.**

### 3.2.3 La causalité des coûts

La causalité des coûts est un des principes fondamentaux de la tarification. Généralement, les tarifs facturés à un ensemble de consommateurs devraient refléter sa contribution aux coûts de service. Le principe d'utiliser des structures tarifaires afin de créer des incitatifs pour modifier la

---

<sup>36</sup> Ibid., p. 15.

consommation est également reconnu, mais il est important de le faire tout en respectant la causalité des coûts.

Le Distributeur invoque la causalité des coûts dans sa justification pour la création de ce nouveau tarif<sup>37</sup>, mais il ne semble pas avoir l'intention de justifier ce tarif en fonction des coûts évités ni des coûts de service. Il est difficile de voir comment un tarif peut être jugé juste et raisonnable en l'absence d'une telle démonstration. Il l'est davantage lorsque de simples modifications comportementales ne suffisent pas pour éviter son application.

Dans le dossier R-4270-2024 phase 4, le Distributeur avait précisé :

De plus, afin de transmettre un signal fort à la clientèle visée afin d'inciter à revoir sa façon de consommer l'électricité et à entreprendre des actions afin d'abaisser sa consommation, sans toutefois lui causer de choc tarifaire, le Distributeur entend instaurer, dès son introduction, une majoration à la hausse applicable à ce tarif de 2 % annuellement par rapport à la hausse prévue au tarif D. **Cette majoration permettrait par ailleurs au Distributeur de récupérer davantage ses coûts auprès de cette clientèle.**<sup>38</sup> [caractères gras ajoutés]

C'est une chose que de créer une structure tarifaire pour inciter des consommateurs à modifier leurs comportements, mais il en est une toute autre de vouloir « récupérer davantage ses coûts auprès » d'une clientèle particulière. Cela est d'autant plus vrai pour la clientèle agricole, pour laquelle le seul critère d'admissibilité au nouveau tarif semble être d'avoir dépassé une certaine taille dans ses opérations.

La question se pose donc : Quels sont les coûts additionnels que le Distributeur propose d'affecter au tarif DS? Il est d'autant plus étonnant de constater que dans ses Répartitions du coût de service<sup>39</sup> il n'y a aucune mention du tarif DS.

Plus précisément, on retrouve dans ces répartitions de coûts plusieurs tableaux qui présentent la répartition des différents coûts entre les différentes catégories de consommateurs, dont notamment :

- Tableau 1 : Sommaire du coût de service du Distributeur par catégories de consommateurs;
- Tableau 6 : Répartition par catégories de consommateurs de la base de tarification du Distributeur;
- Tableau 7 : Répartition par catégories de consommateurs du coût de prestation du Distributeur;

---

<sup>37</sup> « Tout nouvel approvisionnement coûte plus cher et a un impact à la hausse sur le prix moyen de l'électricité. » R-4270-2024, phase 4, B-0191, p. 33.

<sup>38</sup> Ibid., p. 35.

<sup>39</sup> B-0029 et B-0030, versions révisées pour les années 2027 et 2028 respectivement.

- Tableau 9.1 : Achats d'électricité;
- Tableau 9.3 : Répartition du coût de transport par fonctions;
- Tableau A-1 : Énergie par catégories de consommateurs;
- Tableaux A-3 à A-5 : Énergie par catégories de consommateurs ; et
- Tableau A-6 : Caractéristiques de consommation servant à l'établissement du coût de fourniture.

Aucun de ces tableaux ne mentionne le tarif DS, ce qui rend impossible toute analyse des coûts qu'il occasionne. Par ailleurs, le Tableau 8, qui présente l'indice d'interfinancement de chaque catégorie de consommateurs, traite les tarifs « Domestiques » comme une seule catégorie, sans les ventiler entre les différents tarifs domestiques.

Les circonstances nous mènent donc à conclure que le Distributeur a échoué à démontrer toute forme de causalité de coûts relativement au tarif pour surconsommateurs.

### 3.3 Recommandation

Vu ce qui précède, nous recommandons :

- **que la Régie suspende son approbation du tarif DS en attendant une démonstration que ce tarif est juste et raisonnable, notamment après avoir pu prendre connaissance d'une analyse des coûts occasionnés par cette clientèle;**
- **que, en l'absence de plus amples justifications, la Régie exclue la clientèle agricole du tarif DS.**

## 4 Efficacité énergétique : Les programmes de subvention des panneaux solaires

Les compétences de la Régie sur l'efficacité énergétique sont très encadrées. La Régie les décrit comme suit dans sa décision procédurale :

[29] Ainsi, il découle de ce qui précède que le Distributeur doit obtenir l'approbation des programmes et mesures, ainsi que de l'apport financier nécessaire à leur réalisation, pour être en mesure de les mettre en oeuvre.

[30] Cela étant, la Régie, dans le cadre de l'exercice de son pouvoir tarifaire prévu à l'article 49 de la Loi à l'égard de ces programmes et mesures et plus particulièrement des

montants nécessaires à leur réalisation, **doit déterminer, à la suite de leur examen, si ces montants doivent être intégrés au revenu requis et ainsi être considérés à l'intérieur de tarifs justes et raisonnables.** Elle doit donc examiner la demande d'augmentation du budget du PGEÉ dans l'optique de s'assurer qu'elle est justifiée aux fins de l'établissement des tarifs.

[31] Compte tenu de ce qui précède, les intervenants devront limiter leur intervention à l'égard des programmes d'ÉE et de GDP à **la raisonnabilité des budgets 2026, 2027 et 2028, par rapport aux économies d'énergie ou à l'effacement à la pointe qu'ils génèrent.** Ainsi, toute demande d'intervention visant à modifier des modalités d'un programme ou d'une mesure dont, notamment, les montants d'aide financière et les équipements admissibles, est rejetée<sup>40</sup>.

[caractères gras ajoutés]

Au présent dossier, la Régie est donc appelée à approuver le budget proposé et son adéquation pour atteindre les économies d'énergie prévues. Tel que mentionné en introduction, notre analyse ne ciblera que les programmes de subventions pour l'installation de panneaux solaires.

#### 4.1 La demande

Le Distributeur propose un programme de subvention de l'installation de panneaux solaires dans les marchés résidentiel et affaires, avec une subvention de 1000\$ par kW installé<sup>41</sup>.

Dans ses DDR, le RNCREQ a posé les questions suivantes au Distributeur :

17.2 Veuillez préciser quelle part des a) Investissements et b) Charges du Tableau 1 (Citation (iv)) sont attribuables :

17.2.1 Au programme pour les panneaux solaires pour le marché résidentiel; et

17.2.2 Au programme pour les panneaux solaires pour le marché Affaires.

17.3 Veuillez préciser quelle part de l'impact énergétique au Tableau 2 (Citation (iv)) est attribuable :

17.3.1 Au programme pour les panneaux solaires pour le marché résidentiel; et

17.3.2 Au programme pour les panneaux solaires pour le marché Affaires.

Le Distributeur répond :

---

<sup>40</sup> D-2025-098, par. 29 à 31.

<sup>41</sup> Communiqué d'Hydro-Québec du 31 juillet 2025 :

<https://nouvelles.hydroquebec.com/nouvelles/communiqués/tout-quebec/hydro-quebec-respecte-engagements-tarifs-abordables-concurrentiels.html>

Les tableaux présentés à la citation (iv) ne comprennent aucun investissement, aucune charge ni aucun impact énergétique lié au programme d'installation de panneaux solaires<sup>42</sup>.

Dans la contestation qui a suivie, le RNCREQ soulignait l'incohérence entre cette réponse et la preuve en chef, qui indique que le Tableau 1 (citation (iv)) représente le budget total pour l'ensemble des programmes en efficacité énergétique (EÉ), lequel inclut des subventions pour les panneaux solaires.

En complément de réponse, le Distributeur précise :

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

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

À ce moment, bien que d'autres nouveaux programmes étaient en préparation, **le Distributeur ne disposait pas d'information suffisante pour les ajouter au budget demandé.** Le Distributeur est d'avis que l'approche par portefeuilles lui offrira une agilité lui permettant de maximiser les chances d'atteindre ses cibles et de profiter du momentum du marché pour mettre de l'avant et ajuster au besoin ses programmes d'appuis financiers pour panneaux solaires. **Il précise ainsi qu'il compte exploiter les programmes identifiés au présent dossier à même les enveloppes budgétaires demandées en vue d'atteindre les prévisions énergétiques annoncées.**<sup>43</sup>

[caractères gras ajoutés]

Nous comprenons de cette réponse que, au moment de la préparation du dossier tarifaire, aucun montant associé aux subventions pour les panneaux solaires n'a été inclus au budget présenté au Tableau 1, ni aux impacts énergétiques présentés au Tableau 2. Toutefois, avec l'approche par portefeuilles, le Distributeur se permet de réallouer des sommes de ce budget vers ces nouvelles subventions afin d'atteindre les impacts énergétiques annoncés.

Or, les montants ultimement affectés à ces subventions sont présentés dans le tableau suivant<sup>44</sup> :

---

<sup>42</sup> B-0088, p. 27-28.

<sup>43</sup> B-0100, p. 12.

<sup>44</sup> B-0078, Tableau R-3.1, p. 7.

**Tableau R-3.1**  
**Détails des nouveaux programmes et mesures envisagés – années 2026-2028**

	Date de lancement envisagée	Estimation préliminaire M\$			Investissements M\$			Charges M\$			Gains énergétiques GWh/MW(GDP)			Hypothèses (Quantités)		
		2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>EÉ</b>																
<b>LogisVert</b>																
Panneaux solaires pour le marché résidentiel	2026	16,0	24,0	28,0	16,0	24,0	28,0	n.d.	n.d.	n.d.	19	28	33	3200 clients	4800 clients	5600 clients
<b>Programmes MFR</b>																
Projet pilote - Thermopompes dans les logements sociaux du marché résidentiel (intégré aux Programmes Ménages à faible revenu à partir de 2025)	Fin 2025	0,5	1,3	1,3	0,5	1,3	1,3	-	-	-	2	2	2	900 Thermopompes	900 Thermopompes	950 Thermopompes
Programmes d'assistance (appuis financiers) auprès de la clientèle vulnérable du marché résidentiel (intégré aux Programmes Ménages à faible revenu à partir de 2025)	Fin 2025	2,8	3,8	4,2	2,8	3,8	4,2	0,0	0,0	0,0	2	3	3	2500 logements	4000 logements	4500 logements
<b>Réseaux autonomes</b>																
Panneaux solaires pour les réseaux autonomes - clientèle résidentielle (mesure intégrée au Programme Réseaux autonomes - Marché résidentiel)	2026	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Panneaux solaires pour les réseaux autonomes - clientèle affaires (mesure intégrée au Programme Réseaux autonomes - Marché résidentiel)																
<b>Solutions efficaces</b>																
Panneaux solaires pour le marché affaires (mesure intégrée au programme Solutions efficaces à partir de 2026)	2026	2,7	4,5	5,3	2,6	4,4	5,3	0	0,1	0,1	4	6	7	60 clients	95 clients	100 clients
<b>TOTAL EÉ - Programmes envisagés</b>		<b>22,3</b>	<b>33,9</b>	<b>39,2</b>	<b>22,2</b>	<b>33,8</b>	<b>39,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>27</b>	<b>39</b>	<b>45</b>			

Dans la prochaine section, examinons les implications de ces chiffres.

## 4.2 Discussion

### 4.2.1 Les programmes proposés

En extrayant du Tableau R-3.1 les renseignements sur les panneaux solaires, on obtient les données suivantes :

	Investissement M\$			Gains (GWh)			Clients		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Résidentiel</b>	16	24	28	19	28	33	3200	4800	5600
<b>Affaires</b>	2.6	4.4	5.3	4	6	7	60	95	100
<b>TOTAL</b>	<b>18.6</b>	<b>28.4</b>	<b>33.3</b>	<b>23</b>	<b>34</b>	<b>40</b>	<b>3260</b>	<b>4895</b>	<b>5700</b>

**Tableau 5. Subvention aux panneaux solaires : Investissement, gains et nombre de clients prévus**

On constate :

- Des subventions qui augmentent de 18,6 M\$ en 2026 à 33,3 M \$ en 2028, dont la grande majorité dans le secteur résidentiel ;
- Des gains énergétiques qui augmentent de 23 GWh en 2026 à 40 GWh en 2028;
- 3200 nouveaux clients résidentiels en 2026, augmentant à 5600 en 2028; et
- 60 nouveaux clients affaires en 2026, augmentant à 100 en 2028.

Dans un communiqué publié en juillet, Hydro-Québec annonce des subventions de 1 000 \$ par kW (à un maximum de 40% du coût total)<sup>45</sup>, ce qui représente une augmentation de 100 % par rapport au niveau mentionné dans *La Presse* en 2024<sup>46</sup>.

Le Tableau 6 indique les gains annuels et les investissements par client, selon le Tableau 5, ainsi que la puissance installée par client et la production prévue par kWh. Cela vise des projets typiques résidentiels de 5 kW, de même que des projets commerciaux avec une moyenne qui augmente de 43 kW en 2026 à 56 kW en 2028.

	Gains par Client (MWh)			Investissement par Client (k\$)			Puissance installée par client (\$)			kWh/an par kW (\$)		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
Résidentiel	5.9	5.8	5.9	5	5	5	5	5	5	1188	1167	1179
Affaires	66.7	63.2	70.0	43	46	53	43	46	53	1538	1364	1321

**Tableau 6. Ratios basés sur les données fournies**

Le

Tableau 7 présente sur la première ligne les parts du budget total d'ÉE et leurs impacts énergétiques prévus et, sur la seconde ligne, ceux du programme de subvention aux panneaux solaires, tel que présenté. La troisième ligne présente la part des programmes Panneaux solaires dans le budget total.

**Tableau 7. Contribution des panneaux solaires aux coûts et bénéfices du programme ÉÉ**

	Investissement M\$			Gains (GWh)		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028
Budget total (Tableau 1)	565.3	568.7	593.3	1509	1554	1589
Budget Panneaux solaires	18.6	28.4	33.3	23	34	40
% Panneaux solaires	3.3%	5.0%	5.6%	1.5%	2.2%	2.5%

**Tableau 8. Contribution des panneaux solaires aux coûts et bénéfices du programme ÉÉ**

On constate que ce programme compte pour entre 3,3% et 5,5% du budget total en ÉÉ, mais pour seulement 1,5% à 2,5% des gains énergétiques. Autrement dit, il est moins performant que le restant du portefeuille d'ÉE.

Rappelons le point de départ de notre analyse : de l'aveu du Distributeur, l'argent pour ces subventions n'a pas été prévu au moment de la fixation du budget d'ÉE et doit donc nécessairement provenir des budgets d'autres programmes. Même si la preuve n'indique pas précisément d'où viendront les subventions pour les panneaux solaires, il n'en reste pas moins que les autres programmes ÉÉ ont, semble-t-il, des impacts plus élevés par dollar investi.

<sup>45</sup> Communiqué d'Hydro-Québec du 31 juillet 2025, précité note 41.

<sup>46</sup> Lecavalier, C. (2024, 1<sup>er</sup> août), Le plan de match d'Hydro-Québec en 5 points. *La Presse*, <https://www.lapresse.ca/affaires/2024-08-01/hausses-de-tarifs-efficacite-energetique-et-panneaux-solaires/le-plan-de-match-d-hydro-quebec-en-5-points.php>. Nous ignorons cependant s'il s'agit d'un changement de politique ou une erreur journalistique.

Nous nous interrogeons donc sur la justesse de la stratégie du Distributeur qui, au final, repose sur prendre l'argent de programmes en EÉ qui ont des bons gains par dollars investis, pour les allouer à des programmes qui en ont des moins bons.

Dans tous les cas, en ce qui concerne les tests économiques TCTR et TNT, ceux-ci sont négatifs, comme l'indique les tableaux 8 et 9 ci-après<sup>47</sup>.

	2026	2027	2028	Ratio
Résidentiel	-20.5	-31.2	-35.1	0.6
Affaires	-3.2	-6.1	-5.9	0.7

Tableau 9. Test TCTR, programme Panneaux solaires

	2026	2027	2028	Ratio
Résidentiel	-11.4	-17.7	-20.8	0.7
Affaires	-1.6	-3.1	-3.7	0.8

Tableau 10. Test TNT, programme Panneaux solaires

Ces tests démontrent que, dans le contexte des revenus requis des années en question, les bénéfices des programmes Panneaux solaires sont moins élevés que les coûts.

Toutefois, les tests de l'administrateur du programme (TAP), par contre, sont positifs :

	2026	2027	2028
Résidentiel	11.5	16.8	20.9
Affaires	3.9	4.6	6.1

Tableau 11. Test TAP, programme Panneaux solaires

	2026	2027	2028
Résidentiel	1.7	1.7	1.7
Affaires	2.5	2.0	2.1

Tableau 12. Ratio TAP, programme Panneaux solaires

Ce dernier test compare les coûts avec les coûts évités de long terme de 12,0 cents/kWh (\$2026). L'utilisation du coût évité de long terme est justifiée comme suit par le Distributeur :

---

<sup>47</sup> Les tableaux 8 à 11 reprennent des données apparaissant aux Tableaux R-3.1.3-A, -B et -C de B-0078, p. 8-9.

L'utilisation de ce signal de coût évité repose sur le fait que toute production provenant de l'installation d'un autoproducteur évitera au Distributeur des approvisionnements en énergie supplémentaires<sup>48</sup>.

Autrement dit, vus comme une source d'approvisionnement, les programmes demeurent rentables, en présumant que l'électricité qu'ils produisent évitera l'acquisition d'autres approvisionnements, plus chers. Il faut toutefois souligner que ce calcul présume un certain niveau de production moyenne des panneaux installés. Le détail de ce calcul n'a pas été présenté.

Soulignons également que l'utilisation du coût évité à long terme de 12 cents/kWh n'est pas cohérente avec l'approche utilisée par le Distributeur dans son évaluation du programme de mesurage net, où l'énergie produite par les installations solaires est plutôt évaluée à 4,57 cents/kWh<sup>49</sup>, soit le coût moyen de fourniture.

#### 4.2.2 La décision D-2025-112

Dans le dossier tarifaire de l'année 2025-2026 (R-4270-2024), le Distributeur a demandé de modifier l'Option 1 de mesurage net, laquelle s'applique dans le réseau intégré. En raison de circonstances exceptionnelles, cette demande n'a toutefois pas pu être décidée dans le dossier précité, mais a plutôt fait l'objet d'une décision dans le dossier R-4312-2025, après que la preuve du dossier R-4270-2024 y ait été versée.

Dans sa décision D-2025-112, rendue en novembre 2025, la Régie accueille la demande. Celle-ci inclut notamment les éléments suivants :

- Fixer la limite de toute installation au minimum entre la puissance maximale appelée de l'abonnement et 1 MW; et
- La rémunération de la banque de surplus chaque deux ans, à un prix correspondant au coût moyen de fourniture (4,6 cents/kWh).

Dans le dossier R-4270-2024, nous avons présenté une preuve sur le mesurage net, qui soulevait de graves préoccupations à l'égard de l'atteinte de l'objectif d'Hydro-Québec en énergie solaire, notamment en raison des restrictions proposées par le Distributeur<sup>50</sup>.

Dans des observations additionnelles, déposées dans le dossier R-4312-2025, nous avons écrit :

Il est en effet possible qu'Hydro-Québec se retrouve à dépenser toute l'enveloppe budgétaire destinée à l'objectif de 125 000 foyers, sans jamais arriver à ses objectifs en puissance et en

---

<sup>48</sup> Ibid., p. 37, R19.2.1.

<sup>49</sup> D-2025-112, para. 23.

<sup>50</sup> Dossier R-4270-2024, phase 4C, pièce C-RNCREQ-0058.

énergie. Si les subventions annoncées par Hydro-Québec ne s'avèrent pas être un moyen suffisant pour atteindre les objectifs du Plan 2035, il est encore plus important que les réformes du programme de mesurage net que nous avons proposées en R-4270-2024 — et que nous réitérons ici — soient adoptées.

Les règles du mesurage net proposées par le Distributeur empêchent de facto les projets avec les meilleurs rendements, les coûts plus faibles d'installation et la meilleure production énergétique. Selon la proposition d'Hydro-Québec, l'admissibilité au mesurage net résidentiel serait limitée à des propriétaires occupants dans environ 95% des cas. Les multiplex, les coopératives d'habitation, les édifices municipaux, les entrepôts et les exploitations agricoles — tous des projets avec un plus grand potentiel et avec une meilleure rentabilité que des résidences unifamiliales — ne seraient pas admissibles, ou sévèrement désavantagés, selon la proposition actuelle<sup>51</sup>.

Dans sa décision D-2025-112, la Régie a résumé nos positions<sup>52</sup>. Elle a toutefois rejeté notre recommandation de rembourser les excédents au tarif marginal, citant une affirmation de la plaidoirie du Distributeur à l'effet que celle-ci aurait créé une pression à la hausse sur les tarifs<sup>53</sup> :

[46] 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.

[47] Le Distributeur souligne également que les modifications qu'il apporte à l'Option I ne constituent qu'un volet de sa stratégie afin d'encourager l'autoproduction. Le Distributeur prévoit également offrir d'ici 2026 des appuis financiers pour l'installation d'équipements afin d'encourager l'autoproduction chez ses clients.

Marc-Antoine Charbonneau, N.S., vol. 22, p. 72.

Il est par ailleurs surprenant que, ayant pris cette position, le Distributeur base néanmoins son analyse économique des subventions proposées sur le coût évité à long terme (12 cents/kWh).

La Régie concluait cette partie de sa décision avec les paragraphes qui suivent :

**[57] Cependant, la Régie invite le Distributeur à poursuivre ses réflexions avec les parties prenantes sur le potentiel de déploiement à moindre coût du photovoltaïque, en considérant des catégories de clients qui seraient sévèrement désavantagées, selon la proposition actuelle, notamment les immeubles résidentiels multi-logements ou en copropriété et les immeubles commerciaux contenant plusieurs commerces.**

**[58] Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de déposer deux suivis dans le cadre du prochain dossier tarifaire :**

**a. Le rythme de déploiement de l'Option I de mesurage net, dans le but d'être informée de l'atteinte prochaine des seuils de déclenchement d'investissements pour**

<sup>51</sup> C-RNCREQ-0016, p. 4.

<sup>52</sup> D-2025-112, para. 32 à 41.

<sup>53</sup> R-4312-2025, B-0004, p. 117, cité dans D-2025-112, p. 18, note 45.

**l'intégration de l'énergie des autoproducteurs, au cas où l'atteinte de ces seuils surviendrait avant un prochain dossier tarifaire, et dans le but d'évaluer la situation au plan de l'équité et de la causalité des coûts;**

**b. L'état de l'avancement des discussions visées par le paragraphe 57 de la présente décision.**<sup>54</sup> [caractères gras dans l'original]

Le paragraphe 58 demeure ambigu quant à ce qu'est « le prochain dossier tarifaire ». S'il s'agit du présent dossier, il est un peu trop tôt pour faire un suivi des éléments mentionnés. Par contre, le dossier tarifaire suivant ne sera pas initié avant 2028.

**Étant donné l'ampleur de l'objectif en énergie solaire pour 2035 et les doutes importants soulevés par rapport à la capacité des mesures proposées pour l'atteindre, nous recommandons à la Régie d'exiger que les réflexions avec les parties prenantes mentionnées au para. 57 de la décision D-2025-112 commencent immédiatement, et que les suivis mentionnés fassent partie des rapports annuels.**

#### **4.2.3 Les subventions proposées**

Dans le dossier R-4270-2024, phase 4c, j'ai présenté une preuve sur l'énergie solaire<sup>55</sup>, conjointement avec Guillaume Charpenel, un expert dans le domaine<sup>56</sup>. Une partie de cette preuve concerne le programme de mesurage net, et celle-ci a déjà été versée dans la preuve du dossier R-4312-2025<sup>57</sup>. Toutefois, certains éléments de ce rapport sont également pertinents à l'égard du programme de subvention sur les panneaux solaires. Pour cette raison, ce rapport est également déposé en preuve dans le présent dossier.

Ce rapport présente les commentaires suivants à l'égard d'un programme de subventions (alors estimé à 500\$/kW, soit la moitié du montant maintenant offert) :

Quoique les subventions pour l'autoproduction solaire ne font pas partie du présent dossier, il y a un lien très important entre elles et les paramètres du programme de mesurage net. En conséquence, il est pertinent de rajouter quelques commentaires à ce sujet ici.

Une subvention pour autoproduction solaire avec une valeur fixe par kW installé, telle qu'envisagé par le Distributeur, est très problématique. Cette approche risque de créer une distorsion du marché, favorisant des pratiques commerciales agressives et malsaines, comme celles déjà observées en 2017-2018.

---

<sup>54</sup> D-2025-112, para. 57 et 58.

<sup>55</sup> Dossier R-4270-2024, phase 4C, pièce C-RNCREQ-0058.

<sup>56</sup> Ancien membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec et entrepreneur en série en énergie solaire.

<sup>57</sup> Dossier R-4312-2025, pièce C-RNCREQ-0003.

Attribuer une prime à l'installation plutôt qu'à l'énergie produite risque d'encourager le déploiement irréfléchi d'un grand nombre de panneaux, sans considération pour la qualité de l'installation ou le potentiel réel de production (ombrage, orientation). À l'inverse, une prime sur l'énergie produite inciterait à la performance à long terme, tout en allégeant les coûts financiers pour le Distributeur.<sup>58</sup>

Ces remarques sont toujours valables. Même si le programme de subvention présente une rentabilité à l'égard des coûts évités (le test TAP), les résultats réels dépendront de la qualité des projets solaires réellement exécutés. Rappelons aussi que ce test TAP se base sur le coût évité à long terme<sup>59</sup>, une approche rejetée par le Distributeur dans l'analyse de son option de mesurage net.

Nous trouvons bien dommage qu'il ne soit pas possible de traiter la politique d'énergie solaire du Distributeur comme un tout. En définissant les conditions de mesurage net dans un dossier et celles des subventions dans un autre, il devient impossible de faire des choix optimaux.

Une autre façon de voir cette situation est de constater que, par le biais soit d'un programme d'efficacité énergétique, soit d'une mesure tarifaire, Hydro-Québec est en train de mettre en place l'équivalent d'un **approvisionnement** en énergie solaire. Même si les panneaux sont derrière le compteur et la propriété des clients, ils contribuent à répondre aux besoins importants en énergie du Distributeur, comme un approvisionnement de nature décentralisé et distribué.

Il est évidemment souhaitable qu'Hydro-Québec obtienne de tels approvisionnements. Cela dit, il est fort problématique que la combinaison du cadre réglementaire et des choix du Distributeur du dépôt de dossiers rend impossible une réflexion intégrée sur ce sujet important.

Tel que mentionné dans nos observations précitées en R-4312-2025, nous sommes préoccupés par les risques associés avec l'approche de subventions. Il s'agit, plus précisément, des risques suivants :

1. **Le risque que les projets solaires soient réalisés sur des sites présentant un coût d'installation par kW parmi les plus élevés**, ce qui réduirait le rendement par dollar de subvention investi, tant par le Distributeur que par le client autoproducteur.
2. **Le risque que des projets soient implantés sur des sites peu performants** en raison de l'ombrage (arbres, bâtiments adjacents) ou d'une orientation inadéquate. Un mauvais emplacement augmenterait le coût réel de production et créerait un préjudice financier pour le client, dont le retour sur investissement pourrait ne jamais se matérialiser.
3. **Le risque que les projets les plus performants du point de vue du capital total (client + distributeur) ne puissent être réalisés à cause des règles actuelles du**

---

<sup>58</sup> C-RNCREQ-0015, p. 20 (p. 24 pdf)

<sup>59</sup> B-0078, p. 37, R19.2.1.

**mesurage net.** C'est notamment le cas des multiplex, des coopératives d'habitation, des fermes ou des entrepôts, lesquels offrent pourtant le meilleur coût par kWh produit par dollar de subvention.

Soulignons que le para. 57 de D-2025-112 adresse ce dernier point, mais les deux premiers risques mentionnés restent entiers. Les subventions demeurent néanmoins une solution viable, à condition que les mesures suivantes soient mises en place :

1. **Qu'une étude crédible de production solaire du site soit exigée par le Distributeur comme condition de l'octroi d'une subvention.** L'objectif étant d'éviter d'installer un système sur un site à faible potentiel et de protéger les intérêts des clients du Distributeur;
2. **Qu'un suivi de la performance réelle (kWh produits) soit réalisé pour chaque site subventionné.** Les normes d'Hydro-Québec prévoyant déjà la transmission en temps réel des données de fonctionnement, une analyse agrégée serait simple à produire et très utile pour évaluer l'efficacité du programme;

**Malgré cela, il n'en demeure pas moins que le meilleur chemin pour favoriser la réalisation des projets ayant le meilleur rendement potentiel est d'appuyer la production plutôt que l'installation.**

L'autre option serait de modifier le texte des Tarifs d'électricité. Modifier les taux à l'art. 2.51, 2<sup>e</sup> alinéa, de 4,57¢/kWh (le coût moyen de fourniture) à 12 ¢/kWh (le coût évité à long terme), mènera à un plus grand apport en énergie solaire à moindre coût que les subventions proposées. Modifier davantage le texte des Tarifs (l'art. 2.48 al. 1a) pour permettre en plus aux autoproducteurs d'excéder leur puissance maximale appelée par un certain degré — par exemple, par un facteur de trois — irait encore plus loin à augmenter tant la pénétration que la rentabilité des installations solaires.

#### **4.2.4 Le budget en Efficacité énergétique**

Avec toutes ces incertitudes sur les bénéfices réels qui découleraient de l'application de la subvention proposée pour les panneaux solaires, il est encore plus préoccupant que ce budget doit être tiré, semble-t-il, à partir des budgets pour les autres programmes d'efficacité énergétique, pour lesquels les tests économiques montrent de meilleurs résultats.

**Dans ce contexte, nous recommandons que la Régie s'assure que les subventions des panneaux solaires ne soient pas financées aux dépens des autres programmes d'efficacité énergétique présentés.**

## 5 Approvisionnements

### 5.1 La Loi 24

Le Distributeur admet que la loi 24 change profondément la façon par laquelle il acquerra des ressources en énergie et de puissance, de long terme et de court terme<sup>60</sup>. Dans sa preuve, le Distributeur affirme que la modification de l'art. 2 LRÉ, en faisant disparaître la présomption permettant des contrats entre Hydro-Québec dans ses activités de production et le Distributeur, mettait « ainsi fin à la séparation fonctionnelle qui existait »<sup>61</sup>.

Or, la séparation fonctionnelle était au cœur du régime réglementaire en place depuis l'an 2000 (loi 116). Elle limitait l'obligation d'Hydro-Québec d'approvisionner le Distributeur à l'électricité patrimoniale. Ainsi, l'ancien art. 22 de la Loi sur Hydro-Québec se lisait :

**22.** La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

**La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).**

Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.  
[caractères gras ajoutés]

C'était le Distributeur qui avait l'obligation de desservir les besoins québécois, et ce, par le biais des appels d'offres. Hydro-Québec avait donc le droit de participer aux appels d'offres que lançait le Distributeur pour fournir aux besoins post patrimoniaux, mais il n'en avait pas l'obligation. Et, même s'il le faisait, il n'avait aucune certitude de remporter l'appel d'offres.

Le nouvel art. 22 est très différent :

La Société a pour mission d'agir et d'innover dans le domaine de l'énergie ou dans tout domaine connexe, notamment en matière de recherche. **Elle doit assurer de manière suffisante, sécuritaire, fiable et au meilleur coût la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois. Elle doit notamment disposer des approvisionnements en électricité requis pour atteindre la cible des approvisionnements établie par le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques visé à l'article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (chapitre M-14.1) à l'horizon qu'il indique.**

---

<sup>60</sup> B-0005, p. 5.

<sup>61</sup> Ibid.

La Société doit, en outre, contribuer à la transition énergétique, favoriser une saine gestion de la consommation d'énergie et agir de manière à maximiser les bénéfices économiques, sociaux et environnementaux au Québec. [caractères gras ajoutés]

C'est donc maintenant l'obligation directe de la société Hydro-Québec de fournir aux besoins québécois.

En même temps, l'obligation de procéder par appels d'offres est disparue, laissant ainsi place à la présomption que c'est Hydro-Québec qui fournira en grande partie aux besoins futurs du Québec.

Pour ces approvisionnements fournis par Hydro-Québec, c'est à la Régie d'établir leurs coûts :

b) les coûts des approvisionnements en électricité autres que ceux visés au sous-paragraphe a [les coûts des contrats d'approvisionnement avec d'autres fournisseurs qu'Hydro-Québec] que la Régie établit de manière à ce qu'ils reflètent ceux du marché pour des produits ou services comparables.<sup>62</sup>

Aucune procédure n'a encore été fixée pour faire cette détermination.

La question devant la Régie est à savoir si ces coûts « reflètent ceux **du** marché pour des produits ou services comparables ». Or, il y a une nuance importante à faire entre les notions d'un coût « de » marché et d'un coût « du » marché. Le « coût de marché » est une notion économique assez large, qui se base sur la présence d'un certain niveau de concurrence. Toutefois, un coût « du marché » fait référence à un marché précis, sachant que le même produit peut avoir des prix différents sur différents marchés.

Dans les circonstances, existe-t-il un marché au Québec pour des services comparables ? Si oui, quel est le coût de ce marché ? Autrement, la Loi est muette à l'égard des situations où un tel marché n'existe pas et où la valeur varie sensiblement en fonction du lieu et du moment de sa livraison.

Étant donné l'ampleur du pouvoir accordé à la Régie par le nouvel article 52.2 LRÉ, il est important de suivre la loi soigneusement. Dans un avenir rapproché, d'autres cas risquent de se présenter pour lesquels la réponse sera moins évidente. Il importe donc d'établir dès maintenant un processus sain pour prendre ce genre de décision.

Dans la séparation fonctionnelle du régime réglementaire antérieur, le point d'intersection entre la production d'électricité par Hydro-Québec et les compétences réglementaires était de s'assurer de la capacité d'Hydro-Québec de fournir a) de l'électricité patrimoniale ainsi que b) les contrats post-patrimoniaux avec le Producteur. Maintenant, ce point d'intersection est beaucoup plus grand, couvrant l'ensemble des besoins futurs québécois. En même temps, la séparation fonctionnelle entre distribution et production n'existe plus. Il en découle que, même si la

---

<sup>62</sup> Art. 52.2 (2b) LRÉ.

production n'est toujours pas réglementée, les besoins de transparence à son égard sont devenus essentiels. Afin que la Régie puisse adéquatement surveiller les opérations du Distributeur, tel que prévu à l'art. 31 (2) et (2.1) LRÉ, elle doit connaître, entre autres, les bilans en énergie et puissance, l'état prévisionnel des réserves d'eau, ainsi que les *supply curves* pour la production additionnelle.

En 2005, la Régie a fixé l'obligation du Distributeur de démontrer la capacité d'Hydro-Québec Production de respecter le critère de fiabilité en énergie, par le biais d'une attestation. En 2008, elle finalise cette exigence, comme suit :

La Régie maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014. Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178 ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production sont les minimums requis à cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte de façon *ad hoc* à la demande de la Régie.<sup>63</sup>

Dans ce nouveau contexte, où Hydro-Québec doit assurer l'ensemble des besoins futurs québécois, est-ce que cette simple attestation est suffisante?

Dans des articles de presse récents<sup>64</sup>, on apprend qu'Hydro-Québec devient importateur net en 2025. Selon les informations rapportées, la société d'État a importé 10 TWh dans les premiers trois trimestres de 2025 et en a exporté seulement 8 TWh. Toutefois, les livraisons en vertu des contrats d'exportation à Massachusetts (9,45 TWh/an) et New York (10,4 TWh/an) ne commencent qu'en 2026.

Dans ce contexte, quel est la marge de manœuvre requise pour soutenir la croissance de la demande des années à venir? La fiabilité en énergie du réseau de production d'Hydro-Québec est-elle toujours adéquate pour répondre à ces obligations statutaires envers les consommateurs au Québec? Comment est-ce que la Régie peut protéger l'accès à l'électricité des consommateurs au Québec, si elle demeure ignorante des bilans à long terme d'Hydro-Québec?

Soulignons que la Loi 24 donne à la Régie des outils additionnels pour veiller à ces enjeux. La Régie a notamment le pouvoir d'ordonner la production de tout document ou renseignement dont elle aura besoin :

---

<sup>63</sup> D-2008-133, p. 18.

<sup>64</sup> Barril, H. (2025, 28 novembre), Hydro-Québec importe plus qu'elle exporte. *La Presse*, <https://www.lapresse.ca/affaires/2025-11-28/electricite/hydro-quebec-importe-plus-qu-elle-exporte.php>; Van Praet, N. (2025, 28 novembre), Hydro-Quebec becomes net importer of power in reversal from past years. *The Globe and Mail*, <https://www.theglobeandmail.com/business/article-hydro-quebec-electricity-net-importer-water-reservoirs-demand/> (C-RNCREQ-0017).

**34.1.** La Régie peut ordonner à toute personne de lui fournir tout renseignement ou document nécessaire à l'exercice de ses fonctions.

Le prochain Plan d'approvisionnement est probablement le forum approprié pour répondre à ces questions larges. Toutefois, il est important de comprendre ce contexte, parce que plusieurs des demandes du présent dossier y relèvent, notamment à l'égard des approvisionnements.

## **5.2 Approvisionnements de long terme**

### **5.2.1 Approvisionnements de long terme fournis par Hydro-Québec**

Dans le présent dossier, le Distributeur demande l'approbation de la Régie pour une série d'approvisionnements de long terme post patrimoniaux fournis par Hydro-Québec :

- Un remplacement du contrat pour le Service d'intégration éolienne<sup>65</sup>;
- Un remplacement des contrats Base et Cyclable<sup>66</sup>; et
- Un approvisionnement en base hivernale atteignant 1000 MW et 1,9 TWh en 2028<sup>67</sup>.

Selon la preuve en chef, ces approvisionnements « sont désormais fournis par Hydro-Québec, à un coût reflétant celui du marché pour un service ou un produit comparable »<sup>68</sup>. La loi 24 prévoit, plus précisément, que « la Régie établit [leurs coûts] de manière à ce qu'ils reflètent ceux du marché pour des produits ou services comparables ».

Le Distributeur justifie ces contrats comme suit :

#### ***Service d'intégration éolienne :***

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

Par ailleurs, le prix du SIÉ s'inscrit dans la continuité de celui du contrat pour le SIÉ qui arrive à échéance le 31 août 2025. Au paragraphe [46] de sa décision D-2020-137, la Régie reconnaissait le caractère compétitif de ce prix « par rapport aux coûts des services d'intégration éolienne offerts par d'autres entreprises d'électricité nord-américaines, tel que présenté par Brattle à son rapport de balisage ».<sup>69</sup>

---

<sup>65</sup> B-0005, p.14, Annexe B.

<sup>66</sup> B-0005, p. 16, Annexe C.

<sup>67</sup> B-0005, p. 17, Annexe D.

<sup>68</sup> B-0005, page 10.

<sup>69</sup> B-0005, p. 15.

D'abord, le fait que le Distributeur « estime » que ce coût est raisonnable ne peut pas se qualifier comme une démonstration à cet effet. Même s'il est vrai que la Régie a approuvé un contrat similaire il y a cinq (5) ans dans la décision D-2020-137, est-ce que la Régie peut conclure, sans autre démonstration, que rien n'a changé au courant de ces cinq années ? Durant ce laps de cinq ans, la LRÉ a été modifiée en profondeur. La question du « coût du marché » applicable pour le SIE reste néanmoins entière.

### ***Approvisionnement cyclable jusqu'à 600 MW et 5,27 TWh***

Le prix de cet approvisionnement postpatrimonial s'inscrit dans la continuité des approvisionnements contractés auprès d'Hydro-Québec avant la sanction de la *Loi sur la gouvernance responsable*, et dont la durée est échue.<sup>70</sup>

Dans ce cas, il s'agit d'un nouveau contrat qui remplace un vieux contrat qui arrive à échéance. C'était en fait cette échéance à venir qui avait provoqué, en grande partie, le débat sur « la fin des surplus énergétiques ». Il est sans doute dans l'intérêt des consommateurs que cet ancien contrat soit remplacé.

Le prix proposé pour l'énergie (58,56\$/MWh, indexé) est bien en deçà des coûts évités à long terme (12 cents). Toutefois, le prix proposé pour la puissance (157,11\$/kW-an, indexé) est à 95% du coût évité (166\$/kW-an). Aucune explication n'est fournie pour ce choix.

### ***Approvisionnement en base hivernale de 300 à 1000 MW et de 0,223 à 1,886 TWh***

Le prix de cet approvisionnement postpatrimonial s'inscrit dans la continuité des approvisionnements contractés auprès d'Hydro-Québec avant la sanction de la *Loi sur la gouvernance responsable*, et dont la durée est échue.<sup>71</sup>

Ici, les mêmes conditions s'appliquent, avec cependant l'ajout d'une « prime de puissance additionnelle selon le prix mensuel de la puissance UCAP du marché de New York ». Il n'est pas clair si cette prime s'applique à l'ensemble de la puissance fournie, ou non.

Dans tous ces cas, la Régie est appelée à déterminer les coûts qui s'appliquent dans un marché donné sans avoir de comparables ni de justifications détaillées des valeurs proposées.

---

<sup>70</sup> Ibid., p. 16.

<sup>71</sup> Ibid., p. 17.

## 5.2.2 Contrats de long terme avec des tiers

En même temps, le Distributeur demande la modification de plusieurs contrats en cours avec des fournisseurs-tiers, dont :

### *Contrats d'énergie éolienne*<sup>72</sup>

- Contrats qui arrivent à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire (Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Carleton) : Maintient des approvisionnements selon l'hypothèse d'une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des discussions avec les fournisseurs ;
- Report du 1<sup>er</sup> décembre 2026 au 1<sup>er</sup> décembre 2027 de la mise en service prévue du parc éolien de la Forêt domaniale.

### *Contrats de cogénération*<sup>73</sup>

- Contrats qui arrivent à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire (St-Félicien, Thurso, Dolbeau, Gatineau, Windsor) : Maintient des approvisionnements selon l'hypothèse d'une indexation de leurs prix. Ces prix seront ajustés au terme des discussions avec les fournisseurs ;
- Report du 1<sup>er</sup> décembre 2025 au 1<sup>er</sup> décembre 2026 de la mise en service prévue de la centrale de Bedford ;

### *Contrats hydroélectriques*<sup>74</sup>

- Report de la date de mise en service prévue des centrales de Manouane Sipi, Chutes du Quatre Mille et Chutes du Six Mille au-delà de la période de la demande tarifaire.

La question du renouvellement des contrats de fourniture existants a déjà été soulevée dans le dossier R-4210-2022, phase 2. La stratégie alors proposée par le Distributeur se basait sur l'art. 74.3 LRÉ (maintenant abrogé) et sur un projet de règlement visant un Programme d'achat de source éolienne, qui visait « notamment l'optimisation de toute la valeur de production des parcs éoliens existants dont les contrats viennent à échéance au plus tard le 12 décembre 2032, **ainsi que la diminution du prix d'achat de l'électricité au bénéfice de la clientèle québécoise** »<sup>75</sup> (caractères gras ajoutés).

Or, selon les termes proposés ici, il n'y a aucune diminution du prix d'achat de l'électricité au bénéfice de la clientèle québécoise.

---

<sup>72</sup> Ibid., p. 8.

<sup>73</sup> Ibid.

<sup>74</sup> Ibid.

<sup>75</sup> R-4210-2022 phase 2, B-0148, p. 8.

J'ai traité de cette question dans ma preuve dudit dossier<sup>76</sup>, ainsi que dans le mémoire du RNCREQ au dossier R-4207-2022<sup>77</sup>. Ces questions sont complexes. D'une part, les coûts d'opération d'une installation existante, dans un contexte de renouvellement, sont beaucoup moindres que pour une soumission en appel d'offres d'une nouvelle installation. Cela est dû notamment au fait que les coûts de développement du projet ont déjà été remboursés dans la première période contractuelle.

Toutefois, la durée de vie d'une installation existante avant que des remises à neuf ne soient requises peut être très variable. Et les coûts d'une telle remise à neuf peuvent aussi varier grandement d'une installation à l'autre.

Au présent dossier, le Distributeur opte pour la solution la plus simple : le maintien des contrats qui arrivent à échéance sur l'horizon de la demande tarifaire, avec indexation de leurs prix<sup>78</sup>. Or, cette solution ne maximise pas le bénéfice pour la clientèle, puisqu'elle continue de rémunérer les coûts déjà amortis, mais avec une indexation en plus. Et elle ne résout pas non plus le problème des producteurs, qui doivent probablement planifier la remise à neuf de leurs installations, si elles vont être appelées à continuer en production.

**Nous recommandons donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de présenter une politique bien réfléchie pour le renouvellement des contrats existants, lors du prochain Plan d'approvisionnement.**

### 5.3 Approvisionnements de court terme

#### 5.3.1 Le prix de référence

Selon la preuve en chef, dorénavant le Distributeur obtiendra la totalité de ses approvisionnements de court terme d'Hydro-Québec, plutôt que sur le marché du gros.

*Avec cette nouvelle approche, les volumes d'approvisionnements de court terme sont déterminés a posteriori, donc avec une connaissance parfaite des besoins. De cette façon, aucune stratégie de gestion de l'approvisionnement patrimonial n'est requise et aucune transaction sur les marchés ne sera désormais mise en place par le Distributeur. Pour cette raison, l'Entente globale cadre, qui avait pour objectif d'inciter le Distributeur à effectuer des achats pour optimiser l'électricité patrimoniale et éviter les dépassements, devient caduque, tout comme les suivis des achats de court terme sous dispense et le suivi sur l'indicateur de performance des achats de court terme.<sup>79</sup>*

Le fait de remplacer le système complexe de gestion des bâtonnets par des achats ponctuels auprès des marchés américains avec une fourniture prévisible d'Hydro-Québec est sans doute un

---

<sup>76</sup> R-4210-2022 phase 2, C-RNCREQ-0065, p. 15-19.

<sup>77</sup> R-4207-2022, C-RNCREQ-0012, section 4.2, p. 30 et suivantes.

<sup>78</sup> B-0005, p. 8.

<sup>79</sup> B-0005, p. 11.

pas vers l'avant. Depuis plusieurs années, j'ai souligné les bénéfices qui découleraient si le Distributeur pouvait utiliser les « dépassements » du contrat patrimonial comme une fourniture à un prix prévisible, plutôt que comme un mal qu'il fallait éviter à tout prix.

Selon l'art. 52.2, les prix de tels achats doivent être fixés par la Régie, « de manière à ce qu'ils reflètent ceux du marché pour des produits ou services comparables ». Le problème est qu'il n'existe pas un marché pour l'énergie de court terme au Québec, et l'électricité est un produit où la valeur varie sensiblement en fonction du lieu et du moment de sa livraison.

La proposition du Distributeur est de fixer une formule de « prix de référence », basé sur l'historique des achats depuis 20 ans.

Ainsi, bien que des besoins d'importation subsisteront pour pallier aux aléas de court terme afin d'équilibrer le bilan offre-demande de la zone de réglage, le coût spécifique de ces transactions ne sera pas inclus aux coûts d'approvisionnement pour alimenter la clientèle du Distributeur. Le coût des approvisionnements de court terme associé aux besoins de la clientèle du Distributeur sera plutôt déterminé selon la formule de prix de référence présentée au paragraphe précédent.<sup>80</sup>

Le Distributeur présente son Tableau 5 pour démontrer que cette approche produit des coûts moins élevés que les coûts historiques.

Voici son explication de la méthode proposée :

Pour la première tranche de 1 à 600 MW, le prix correspondra à celui du prix de marché observé pour cette heure au point d'interconnexion avec l'Ontario. Pour les 1 000 MW subséquents, le prix de marché observé pour cette heure au point d'interconnexion de New York sera utilisé. Au-delà de ces quantités, c'est le prix de marché observé pour cette heure au point d'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre qui s'appliquera. Les frais afférents applicables seront aussi comptabilisés dans les coûts de chacun des marchés (frais de sortie, frais de transactions et GES). Si des changements structurels dans les prix entre les différents marchés survenaient, le Distributeur pourra ajuster cette séquence afin d'en tenir compte.<sup>81</sup>

Rappelons que selon l'art. 52.2, le prix d'un tel contrat doit refléter « le prix du marché pour des produits ou services comparables ». En l'absence d'un prix du marché pour l'électricité de court terme au Québec, on peut essayer de l'estimer. Mais un marché inclut tous les fournisseurs, pas seulement ceux à l'étranger. Pour estimer le prix du blé en Alberta, il faut tenir compte des prix disponibles aux É-U, bien sûr, mais aussi de la production albertaine.

Or, l'approche proposée se base uniquement sur les prix disponibles de l'autre côté de la frontière, toute en négligeant l'apport du joueur dominant, Hydro-Québec. Si Hydro-Québec bénéficie de grands surplus et cherche désespérément à écouler ses kWh, le prix du marché au Québec serait évidemment moins élevé que si Hydro-Québec était en pénurie.

---

<sup>80</sup> Ibid.

<sup>81</sup> Ibid.

**Nous recommandons donc que la Régie accepte la proposition pour ce dossier seulement, et qu'elle exige du Distributeur qu'il dépose, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une étude approfondie quant à la façon d'estimer le prix de marché d'un kWh au Québec.**

### **5.3.2 Demande d'exemption**

Le Distributeur considère que, étant donné la Loi 24, l'indicateur de performance rattaché à la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale n'a plus de raison d'être. Il demande d'être exempté de suivis additionnels<sup>82</sup>.

Le Distributeur a raison. Dans le nouveau contexte, cet indicateur n'a plus sa raison d'être.

## **6 Coûts évités**

### **6.1 Les coûts évités en énergie à long terme**

Selon une méthodologie approuvée par la Régie depuis longtemps, le coût évité à long terme en énergie est basé sur les valeurs du plus récent appel d'offres. Étant donné les changements importants apportés par la Loi 24 dans le processus d'approvisionnement, notamment le retrait de l'obligation du Distributeur de passer par des appels d'offres pour les approvisionnements futurs, la question se pose à savoir si cette approche est toujours pertinente.

À cela s'ajoute un autre élément, encore plus important. Cette manière de fixer les coûts évités de long terme a été établie pendant une période de faible croissance de la demande, et où la ressource éolienne ne faisait que commencer à être exploitée. Il était alors raisonnable de croire que le bassin des projets non retenus lors du dernier appel d'offres serait une bonne estimation des prix pour le prochain.

Or, le contexte d'aujourd'hui est très différent. Les prévisions montrent une croissance rapide et soutenue de la demande, et les plans d'Hydro-Québec indiquent une très grande expansion de la filière éolienne dans les prochaines années.

Tout comme dans l'hydraulique, on doit présumer que les meilleurs sites sont développés avant les moins bons, et donc que le coût de la ressource augmente inévitablement avec son degré d'exploitation. Quoique la technologie éolienne ait vu de grandes améliorations dans les dernières années, on ne peut pas présumer que cela continuera.

Il est donc raisonnable de croire que les coûts des ressources énergétiques futures — éoliennes et encore plus hydrauliques — seront plus élevés que ceux du passé.

---

<sup>82</sup> Ibid., p. 18-19.

Or, la notion même de coûts évités est d'estimer les coûts futurs. Il en découle que la méthodologie mise en place par la Régie depuis 2015 n'est plus fiable et risque de sous-estimer de façon significative les coûts futurs d'approvisionnement en énergie.

Cela dit, dans sa décision procédurale, la Régie a précisé que dans ce dossier elle n'entendait pas examiner la méthodologie applicable pour fixer les coûts évités à long terme.

**Nous recommandons que la Régie exige que le Distributeur soumette une analyse approfondie de ses coûts futurs en approvisionnement en énergie dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement.**

## 6.2 Les coûts évités en énergie à court terme

Tel qu'expliqué ci-dessus, la Loi 24 change de façon très importante la manière par laquelle le Distributeur acquiert des ressources en énergie de court terme. Étant donné que dorénavant il obtiendra ces ressources directement d'Hydro-Québec, à un prix dont la détermination sera fixée à même le présent dossier, la méthodologie antérieure de fixation des coûts évités de court terme en fonction des contrats à terme dans l'État de New-York n'a plus de pertinence.

Malgré cela, le Distributeur présente des coûts évités en énergie de court terme selon son ancienne méthode. Cela est problématique, à deux égards.

Premièrement, il continue à présenter le prix de l'électricité patrimoniale comme signal de coût évité de court terme hors hiver. Or, il y a un grand nombre d'heures hors hiver où l'énergie patrimoniale ne suffit pas. Avec la croissance prévue de la demande, ce nombre ne peut qu'augmenter.

Deuxièmement, étant donné que maintenant c'est Hydro-Québec qui fournira pour l'ensemble des besoins en énergie de court terme, le coût évité dépend de la méthode retenue pour fixer le prix de ces approvisionnements, plutôt que le prix du marché newyorkais<sup>83</sup>. Cela est d'autant plus vrai pour les coûts évités horaires de l'hiver<sup>84</sup>.

Troisièmement, la méthode historique, basée sur les prix contrats à terme offerts au printemps avant l'hiver en question s'applique mal à des dossiers tarifaires de trois ans. Même si on peut avoir un certain degré de confiance — aussi limité qu'il soit — que les prix à terme de mai dernier permettent d'estimer les prix réels 7 à 10 mois plus tard, cette incertitude augmente inévitablement beaucoup lorsque la période en question monte à 31 ou 34 mois en avance (l'hiver 2027-28).

---

<sup>83</sup> B-0107.

<sup>84</sup> B-0012, p. 5-6.

Encore une fois, le nouveau contexte réglementaire exige un nouveau regard sur les méthodes prévisionnelles. Cela est d'autant plus vrai pour les coûts évités de court terme en énergie.

Dans sa décision procédurale, la Régie a autorisé le RNCREQ à traiter la question des coûts évités à court terme, sans exclure des questions méthodologiques. Cette méthodologie doit nécessairement tenir compte des dispositions de la Loi 24 concernant l'application d'un prix de référence pour l'énergie de court terme fournie au Distributeur par Hydro-Québec. Minimale, cela devrait tenir compte de la méthode proposée dans le présent dossier pour fixer ce prix de référence.

Alors dans un premier temps, Hydro-Québec devrait fixer des coûts évités de court terme sur la base de ses prévisions de prix de référence pour les achats de court terme.

Dans la mesure où la méthode de fixation de ce prix de référence est modifiée, tenant compte entre autres des commentaires à la section 5.3.1 ci-dessus, cette méthode de détermination des coûts évités de court terme devrait évidemment être ajustée en conséquence.

**Nous recommandons que la Régie ordonne au Distributeur de modifier ses coûts évités en énergie à court terme pour correspondre à sa méthodologie de fixation du prix des achats de court terme.**

**En présumant que cette méthodologie de fixation du prix de référence pour les achats de court terme sera modifiée lors du prochain Plan d'approvisionnement, la méthodologie de fixation des coûts évités de court terme devrait évidemment l'être à ce même moment.**