

---

R-4169-2021 – PHASE 1

---

HQD – ÉNERGIR  
DEMANDE RELATIVE AUX MESURES DE  
SOUTIEN À LA DÉCARBONATION DU  
CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS

**MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ**

Préparé par : Marcel Paul Raymond

17 janvier 2022

## Table des matières

<b>1. Introduction.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Le choix de convertir à l'électricité l'usage du chauffage de l'eau.....</b>	<b>7</b>
2.1. <i>Pertinence de la conversion du chauffage de l'eau dans l'esprit des objectifs gouvernementaux</i> 8	
2.2. <i>Justification économique de la conversion du chauffage de l'eau.....</i>	<i>9</i>
2.2.1. Taux d'efficacité de la Permutation.....	10
2.2.2. Une meilleure solution .....	15
<b>3. Analyses financières – Utilisation des valeurs marginales .....</b>	<b>19</b>
<b>4. Le montant de base de la Contribution GES .....</b>	<b>25</b>
<b>5. Les modifications aux Conditions de service d'HQD .....</b>	<b>32</b>
<b>6. Conclusion et recommandations .....</b>	<b>34</b>

## 1. Introduction

En novembre 2020, le Gouvernement du Québec (le « Gouvernement ») publiait le Plan pour une économie verte 2030 (le « PEV ») qui constitue un énoncé politique officiel livrant des orientations claires en matière énergétique. Le PEV, à titre de politique-cadre d’électrification et de lutte contre les changements climatiques, énonce plus précisément les moyens devant être mis en place pour atteindre les cibles de réduction d’émissions de gaz à effet de serre (« GES ») que le Gouvernement s’est fixé dans sa Politique énergétique 2030 et s’inscrit en continuité de celle-ci. Le Gouvernement lançait également dans cette foulée le plan de mise en oeuvre du PEV couvrant la période de l’année 2021 à l’année 2026 (le « PMO »)<sup>1</sup>.

Pour atteindre les cibles prévues au PEV et au PMO, le Gouvernement mise notamment sur une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels. Le Gouvernement mentionne souhaiter que cette cible soit atteinte par différentes mesures, incluant une complémentarité optimale entre les réseaux électrique et gazier et le recours à la biénergie électricité-gaz naturel<sup>2</sup>.

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d’électricité (« HQD ») et Énergir, s.e.c. (« Énergir »), (collectivement les « Distributeurs »), ont collaboré afin d’identifier une solution permettant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments à la hauteur de 540 000 tonnes de GES en 2030 et ainsi donner suite au PEV et au PMO du Gouvernement de façon optimale. Cette solution, que les Distributeurs considèrent à la fois efficace et au meilleur coût pour la société,

---

<sup>1</sup> B-0024, page 2, paragraphe 5.

<sup>2</sup> B-0024, page 2, paragraphe 7.

consiste en la conversion à la biénergie de 100 000 clients d’Énergir utilisant le gaz naturel pour le chauffage des locaux ou pour le chauffage des locaux et de l’eau sanitaire, (l’« Offre »)<sup>3</sup>.

Cette conversion à la biénergie engendre des coûts importants pour chacun des Distributeurs. Afin de tenir compte de la perte de revenus d’Énergir découlant des volumes moindres de gaz naturel qu’elle livrera à ses clients en raison de l’Offre, et afin d’équilibrer les impacts tarifaires pour les clientèles des deux Distributeurs, un partage des coûts de la décarbonation a été convenu dans une entente de collaboration entre les parties (l’« Entente »). Ce partage prend la forme d’une contribution annuelle pour la réduction des émissions de GES qui sera versée par HQD à Énergir (la « Contribution GES »)<sup>4</sup>.

HQD demande à la Régie de l’énergie (la « Régie ») de reconnaître, en vertu des articles 31 (5°) et 32 (3°) de la *Loi sur la Régie de l’énergie* (la « Loi »), un principe général selon lequel la Contribution GES, ainsi que sa méthode d’établissement, telles que détaillées à l’Entente et dans la preuve, doivent être considérées aux fins de l’établissement de son revenu requis pour la fixation de ses tarifs. En vertu des mêmes dispositions, HQD demande que ce principe général s’applique pour les tarifs que la Régie devra fixer au 1<sup>er</sup> avril 2025 et par la suite tous les 5 ans, conformément à l’article 48.2 de la Loi et, le cas échéant, suivant l’article 48.3<sup>5</sup>.

Conformément à l’article 31 al. 1 (1°) de la Loi, Hydro-Québec demande également, de façon corollaire, certaines modifications aux Conditions de service (« CS ») permettant d’assurer le succès de l’Offre<sup>6</sup>.

---

<sup>3</sup> B-0024, pages 2 et 3, paragraphe 8.

<sup>4</sup> B-0024, page 3, paragraphe 9.

<sup>5</sup> B-0024, page 4, paragraphes 15 et 16.

<sup>6</sup> B-0024, page 4, paragraphe 21.

De son côté, Énergir demande à la Régie de reconnaître, en vertu des articles 31 (5°) et 32 (3°) de la Loi, un principe général selon lequel la Contribution GES, ainsi que sa méthode d’établissement, telles que détaillées à l’Entente et dans la preuve, doivent être considérées aux fins de l’établissement de son revenu requis pour la fixation de ses tarifs. Énergir demande également à la Régie d’approuver une modification à l’article 15.2.4 de ses Conditions de service et Tarif afin d’exempter les clients résidentiels assujettis au tarif DT d’Hydro-Québec du supplément pour service de pointe<sup>7</sup>.

Dans ce mémoire, l’AHQ-ARQ aborde particulièrement les sujets suivants :

- Le choix de convertir à l’électricité le chauffage de l’eau pour atteindre les objectifs du Gouvernement;
- Les analyses financières;
- Le montant de base de la Contribution GES;
- Les modifications aux Conditions de service d’HQD;
- Un résumé des conclusions et recommandations.

L’AHQ-ARQ entend également participer activement à la seconde phase du dossier alors que les Distributeurs comptent présenter une demande visant à fixer un tarif biénergie pour les clientèles commerciale et institutionnelle. La fixation d’un nouveau tarif biénergie pour ces secteurs d’activités est nécessaire, car il n’existe pas d’offre tarifaire à la biénergie pour les clients commerciaux et institutionnels à l’heure actuelle<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> B-0024, page 5, paragraphes 24 et 26.

<sup>8</sup> B-0024, page 5, paragraphe 22.

Les recommandations de ce mémoire sont basées sur l’information disponible à ce jour. Si de l’information additionnelle devenait disponible, l’AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d’en faire de nouvelles.

## 2. Le choix de convertir à l'électricité l'usage du chauffage de l'eau

Les Distributeurs proposent que les consommations liées au chauffage de l'eau soient converties à 100 % à l'électricité, sans possibilité d'effacement en pointe<sup>9</sup>.

Ils comptent sur cette conversion à la hauteur de 48 Mm<sup>3</sup> sur un potentiel de 79 Mm<sup>3</sup> pour atteindre l'objectif qu'ils se sont donné<sup>10</sup> de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») de 540 000 tonnes en 2030, tel qu'il apparaît au tableau suivant<sup>11</sup> :

**TABLEAU 12 :**  
**VOLUMES DE CONVERSION À LA BIÉNERGIE PROJETÉS ET RÉDUCTION DE GES ASSOCIÉE**

		Biénergie		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>49</b>	<b>110</b>	<b>182</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	35	79	131
Eau	Mm <sup>3</sup>	14	31	50
<b>Commerciale</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>35</b>	<b>79</b>	<b>130</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	30	67	111
Eau	Mm <sup>3</sup>	5	12	19
<b>Institutionnel</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>44</b>	<b>98</b>	<b>163</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	41	92	153
Eau	Mm <sup>3</sup>	3	6	10
<b>Total</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>127</b>	<b>287</b>	<b>474</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	106	239	395
Eau	Mm <sup>3</sup>	21	48	79
<b>GES évités</b>	Mt. CO2 eq.	<b>0,24</b>	<b>0,54</b>	<b>0,89</b>

<sup>9</sup> Voir notamment B-0034, page 10, lignes 21 à 23, page 16, lignes 12 à 15, et page 19, lignes 7 à 10.

<sup>10</sup> B-0038, page 3, réponse 1.1; voir aussi B-0034, page 9, lignes 16 à 19.

<sup>11</sup> B-0034, page 20, tableau 12

L’AHQ-ARQ s’interroge sur un tel choix de convertir à l’électricité l’usage du chauffage de l’eau, d’abord, dans l’esprit des objectifs gouvernementaux, puis surtout en termes économiques, le tout tel qu’exposé dans les sections qui suivent.

### 2.1. Pertinence de la conversion du chauffage de l’eau dans l’esprit des objectifs gouvernementaux

Dans le décret 874-2021, le Gouvernement se prononce sur le caractère non optimal de l’électrification à 100 % du chauffage<sup>12</sup> :

*« ATTENDU QUE dans le Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement a indiqué que l’électrification à 100 % du chauffage ne constituerait pas une utilisation de l’électricité optimale pour le Québec, qu’une telle approche occasionnerait un important enjeu de pointe, à certaines heures de l’hiver, quand la consommation électrique atteint un niveau maximal, et qu’elle aurait également un effet négatif sur les coûts pour l’ensemble des clients; »* (Nous soulignons)

Or, l’AHQ-ARQ est d’avis, à l’instar du gouvernement, qu’une conversion à 100 % du chauffage de l’eau, tel que proposée par les Distributeurs, ne constitue pas une utilisation optimale de l’électricité pour le Québec et occasionnerait une « *amplification de l’enjeu de pointe du réseau électrique* »<sup>13</sup>, à certaines heures de l’hiver, quand la consommation électrique atteint un niveau maximal, et qu’elle aurait également un effet négatif sur les coûts pour l’ensemble des clients.

---

<sup>12</sup> B-0027, Annexe Q-1.1, page 4139 (PDF 59).

<sup>13</sup> C’est ce que les Distributeurs visent à éviter : B-0034, page 7, lignes 1 à 5.



**Par conséquent, l’AHQ-ARQ est d’avis que la conversion à 100 % du chauffage de l’eau ne permet pas de maximiser les gains sociétaux et de réduire les coûts pour la clientèle.**

## 2.2. Justification économique de la conversion du chauffage de l’eau

Dans le décret 874-2021, le Gouvernement ajoute :

*« ATTENDU QUE dans le Plan de mise en œuvre 2021- 2026 du Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement demande à Hydro-Québec et à Énergir de proposer conjointement les meilleurs moyens de réduire la part du carbone dans la chauffe des bâtiments au meilleur coût, pour les clients comme pour l’ensemble de la collectivité; » (Nous soulignons)*

Les Distributeurs indiquent que diverses analyses ont été réalisées afin de déterminer les volumes de gaz naturel devant être remplacés par l’électricité pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES fixées dans le PEV 2030, tout en minimisant le coût pour l’ensemble de la société<sup>14</sup>. Toutefois, aucune de ces diverses analyses n’a été fournie même lorsque la demande en a été faite<sup>15</sup>.

Bien que n’ayant fourni aucune de telles analyses, les Distributeurs conviennent tout de même que c’est la biénergie gaz naturel – électricité qui constitue le scénario qui minimise les coûts pour leurs clientèles comparativement à l’électrification complète<sup>16</sup>.

---

<sup>14</sup> B-0034, page 10, lignes 26 à 28.

<sup>15</sup> Voir notamment B-0037, pages 2 et 3, réponses 1.1 à 1.4; A-0012, page 11, paragraphes 37 à 39; et B-0056, page 31, réponse 16.1.

<sup>16</sup> B-0038, page 35, réponse 17.3; et B-0040, page 11, réponse 2.10.

Afin de démontrer que les Distributeurs ne proposent pas la solution optimale au meilleur coût, pour les clients comme pour l’ensemble de la collectivité, dans la recherche de l’objectif de réduction des émissions de GES de 540 000 tonnes en 2030, il suffit de démontrer qu’une meilleure solution existe, ce qui sera fait ci-dessous.

### 2.2.1. Taux d’efficacité de la Permutation

La recherche d’une meilleure solution passe par l’évaluation de la coïncidence entre les périodes de permutation de l’électricité vers le gaz naturel et les périodes de besoins d’approvisionnements additionnels d’HQP, sous la forme d’achats de court terme en énergie.

Lorsque questionné par l’AHQ-ARQ, les Distributeurs indiquent que le nombre d’heures moyen utilisé pour estimer le potentiel de conversion est de 573 heures de permutation entre l’électricité et le gaz naturel (la « Permutation »), soit la moyenne historique récente de 2015 à 2019 du nombre d’heures où la température est inférieure à -12°C, mesurée à l’aéroport Montréal-Trudeau<sup>17</sup>.

Les Distributeurs ont aussi fourni un détail de ces 573 heures de Permutation pour chacune des cinq années et selon certaines plages horaires, tel qu’il apparaît au tableau suivant<sup>18</sup> :

**TABLEAU R-2.2 :**  
**DISTRIBUTION DES HEURES OÙ LA TEMPÉRATURE EST INFÉRIEURE À -12°C**  
**SELON LES PLAGES HORAIRES**

	2015		2016		2017		2018		2019		Moyenne	
Heures totales de permutation	840		373		539		463		650		573	
Heures de nuit	339	40%	155	42%	232	43%	212	46%	292	45%	246	43%
Heures de fin de semaine	243	29%	94	25%	234	43%	142	31%	174	27%	177	31%
Heures en jours fériés	1	0%	10	3%	40	7%	59	13%	17	3%	25	4%

---

<sup>17</sup> B-0037, page 7, lignes 1 à 3.

<sup>18</sup> B-0037, page 7, tableau R-2.2.

Comme on pouvait s'y attendre, une grande partie de ces 573 heures de Permutation, au moment où des températures plus froides sont observées, sont survenues en nuit (entre 21h00 et 6h00), soit 43 %. Ce sont généralement des heures où les besoins d'HQD sont moindres que lors des heures de fine pointe. À cette proportion, s'ajoutent 35 % des heures de Permutation lors des fins de semaine et jours fériés, qui sont aussi des périodes de charges généralement moins fortes que lors des jours ouvrables.

Ce tableau constitue un premier indice que certaines heures de Permutation ne sont pas requises pour les besoins d'HQD et constituent malgré tout des périodes où les Distributeurs prévoient une consommation au gaz naturel, ce qui n'aide pas l'objectif de réduction des émissions de GES, bien au contraire.

Toutefois, ce tableau seul ne permet pas de connaître le pourcentage des heures de Permutation où la mesure est efficace, i. e. qu'elle permet d'éviter des achats de court terme (le « Taux d'efficacité de la Permutation »).

Si l'on se fie sur les Distributeurs, les périodes de Permutation coïncideraient « *généralement* » avec les périodes de pointe du réseau sans toutefois fournir de démonstration ni de quantification permettant d'évaluer une telle coïncidence<sup>19</sup> :

*« Le tarif DT vise ainsi à permettre aux clients admissibles de réaliser des économies annuelles par rapport au tarif D en contrepartie d'un effacement de leur usage électrique, essentiellement le chauffage des espaces, lorsque la température est inférieure à -12 °C ou -15 °C, selon les zones climatiques définies par Hydro-Québec (Températures de permutation). Ces périodes coïncident généralement avec les périodes de pointe du réseau.*

---

<sup>19</sup> B-0006, page 5, ligne 1 à 6; et B-0037, page 13, réponse 4.3.

*Durant ces périodes de pointe, la charge pour le chauffage des espaces doit être alimentée au combustible. » (Nous soulignons)*

En ce qui a trait aux « *périodes de pointe du réseau* », les Distributeurs précisent, en réponse à une demande de l’AHQ-ARQ<sup>20</sup> :

*« 4.1 Veuillez définir l’expression « périodes de pointe du réseau » qui apparaît à la référence (i), notamment en termes de nombre d’heures et de situations caractérisant de telles périodes (par exemple, utilisation de moyens de gestion de la puissance, achats d’énergie de court terme, etc.).*

*Réponse :*

*Les périodes de pointe du réseau n’ont pas une définition caractérisée par un nombre d’heures. Il est toutefois généralement reconnu qu’une période de pointe est associée aux moments de l’année où la température est plus froide, où la demande est plus élevée et où HQD pourrait avoir des besoins additionnels d’approvisionnement. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 2.2. » (Nous soulignons)*

L’AHQ-ARQ s’intéresse particulièrement à la coïncidence entre les périodes de Permutation et les périodes de pointe du réseau afin de vérifier notamment l’affirmation des Distributeurs selon laquelle celles-ci coïncideraient « *généralement* » avec les périodes de pointe du réseau. Pour ce faire, elle a analysé cette coïncidence en se basant sur les données horaires des années entre 2017 et 2020<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> B-0037, page 13, demande 4.1.

<sup>21</sup> Suivi de l’entente globale cadre 2017-2019 : [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2016-143.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2016-143.html) ; les données horaires nécessaires ne sont pas publiées par HQD avant 2017.

Dans le contexte de cette analyse, l’AHQ-ARQ considère que les heures de pointe sont celles où des besoins d’achats d’énergie de court terme étaient requis en hiver, à un prix horaire moyen supérieur au prix de l’électricité patrimoniale.

Le tableau suivant résume les résultats de l’analyse de l’AHQ-ARQ :

**Tableau AHQ-ARQ-1**  
**Calcul du Taux d’efficacité de la Permutation**  
**2017-2020**

	Source	2017	2018	2019	2020	Moyenne
A. Heures totales de Permutation	(1), (2)	539	463	650	272	481
B. Heures de Permutation coïncidant avec achats	(2)	163	304	486	120	268
C. Taux d’efficacité de la Permutation	(3)	30,2%	65,7%	74,8%	44,1%	<b>55,8%</b>
(1) B-0037, p. 7, tableau R-2.2 (2017 à 2019)						
(2) Suivis de l’entente globale cadre 2017-2019						
(3) B / A						

Pour bien illustrer la notion du Taux d’efficacité de la Permutation, l’AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant qui présente un exemple détaillé d’une période de trois jours en janvier 2017 où le Taux d’efficacité a été particulièrement faible.

**Tableau AHQ-ARQ-2**  
**Exemple d’une période avec un faible Taux d’efficacité de la Permutation**  
**7 au 9 janvier 2017**

Période du 7 au 9 janvier 2017									
Jour	Heure	Température Montréal (°C) (1)	Achats court terme (MWh) (2)	Prix moyen (\$/MWh) (2)	Jour	Heure	Température Montréal (°C) (1)	Achats court terme (MWh) (2)	Prix moyen (\$/MWh) (2)
7	1	-15,1	0	0	8	13	-12,4	0	0
7	2	-14,4	0	0	8	14	-11,3	0	0
7	3	-15,7	0	0	8	15	-11,0	0	0
7	4	-16,5	0	0	8	16	-11,2	0	0
7	5	-12,2	0	0	8	17	-11,3	0	0
7	6	-16,1	0	0	8	18	-12,2	0	0
7	7	-16,6	0	0	8	19	-13,6	0	0
7	8	-17,2	0	0	8	20	-15,1	0	0
7	9	-17,6	0	0	8	21	-15,9	0	0
7	10	-16,9	0	0	8	22	-15,9	0	0
7	11	-13,8	0	0	8	23	-16,6	0	0
7	12	-11,9	0	0	8	24	-17,9	0	0
7	13	-11,3	0	0	9	1	-18,2	0	0
7	14	-10,2	0	0	9	2	-19,3	0	0
7	15	-10,2	0	0	9	3	-18,8	0	0
7	16	-10,8	0	0	9	4	-19,5	0	0
7	17	-11,3	0	0	9	5	-19,8	0	0
7	18	-12,2	0	0	9	6	-20,7	0	0
7	19	-12,8	0	0	9	7	-21,2	550	64,60
7	20	-12,4	0	0	9	8	-19,6	1650	67,33
7	21	-12,1	0	0	9	9	-17,7	800	70,64
7	22	-12,6	0	0	9	10	-16,1	0	0
7	23	-15,2	0	0	9	11	-15,0	0	0
7	24	-14,1	0	0	9	12	-14,4	0	0
8	1	-16,3	0	0	9	13	-12,9	0	0
8	2	-15,9	0	0	9	14	-11,4	0	0
8	3	-17,4	0	0	9	15	-9,8	0	0
8	4	-19,8	0	0	9	16	-9,5	0	0
8	5	-20,0	0	0	9	17	-9,2	0	0
8	6	-19,1	0	0	9	18	-8,7	100	80,30
8	7	-18,0	0	0	9	19	-9,1	0	0
8	8	-18,7	0	0	9	20	-8,5	0	0
8	9	-19,2	0	0	9	21	-8,4	0	0
8	10	-18,1	0	0	9	22	-8,1	0	0
8	11	-17,0	0	0	9	23	-7,7	0	0
8	12	-15,2	0	0	9	24	-7,4	0	0
							Heures de Permutation	51	
							Heures d’achats coïncidentes	3	
							<b>Taux d’efficacité de la Permutation</b>	<b>6%</b>	

(1) Température à l’aéroport Montréal-Trudeau.  
[Rapport de données horaires pour le 07 janvier 2017 - Climat - Environnement et Changement climatique Canada \(meteo.gc.ca\)](#)  
(2) Suivi de l’entente globale cadre 2017

Dans cet exemple portant sur trois jours, on peut voir que, du total de 51 heures où la température était inférieure à -12 °C, seulement 3 coïncidaient avec des heures où HQD avait procédé à des achats de court terme (le 9 janvier, aux heures 7 à 9), pour un faible Taux d’efficacité de 6 %.

Pour l’ensemble de la période de quatre ans entre 2017 et 2020, on peut conclure du tableau AHQ-ARQ-1 plus haut que le Taux d’efficacité de la Permutation n’a été que de 56 % des heures de Permutation qui coïncident avec les périodes de pointe du réseau. Par conséquent, ce qu’il faut retenir c’est que, pour 44 % des heures, la Permutation n’est pas requise pour les besoins d’HQD et ces heures constituent des périodes où les Distributeurs prévoient malgré tout une consommation de gaz naturel, ce qui n’aide pas l’objectif de réduction des émissions de GES.

Si ces heures non efficaces pouvaient être récupérées, elles pourraient contribuer à l’objectif de réduction des émissions de GES. Par exemple, si HQD pouvait télécommander la Permutation seulement lorsqu’il en a besoin, un volume de 44 % de l’énergie permutée serait récupéré.

### 2.2.2. Une meilleure solution

En partant de l’énergie que les Distributeurs prévoient permuter pour le chauffage de l’espace, on peut calculer le volume de 44 % pouvant être récupéré comme il apparaît au tableau suivant :

**Tableau AHQ-ARQ-3**  
**Évaluation de l’énergie récupérable pour le chauffage de l’espace par**  
**télécommande de la Permutation**  
**Année 2030**

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
A. Volume total des clients visés par l’offre (Mm <sup>3</sup> )	178	170	235	584
B. Potentiel de conversion (Mm <sup>3</sup> )	131	111	153	395
C. Effet de la Permutation (Mm <sup>3</sup> )	47	59	82	189
<b>D. Potentiel additionnel de réduction de la consommation (Mm<sup>3</sup>)</b>	<b>21</b>	<b>26</b>	<b>36</b>	<b>83</b>
Sources:				
A: B-0034, p. 15, tableau 6.				
B: B-0034, p. 16, tableau 7.				
C: A - B (B-0037, p. 5, réponse 2.1).				
D: C x 44 %				

Pour respecter la décision de la Régie, la télécommande de la clientèle résidentielle ne peut être considérée à ce stade-ci<sup>22</sup> alors le potentiel récupérable se limitera pour l’instant aux valeurs des clientèles commerciale (26 Mm<sup>3</sup>) et institutionnelle (36 Mm<sup>3</sup>), soit un total de 62 Mm<sup>3</sup> pour 2030.

En transposant une partie de ces valeurs de réduction (soit 50 Mm<sup>3</sup>) dans le tableau 12 des Distributeurs reproduit plus haut, on peut obtenir le tableau suivant où les intrants modifiés sont surlignés en jaune :

**Tableau AHQ-ARQ-4**  
**Volumes de conversion à la biénergie projetés par l’AHQ-ARQ et réduction de GES associée<sup>23</sup>**

		Biénergie		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>35</b>	<b>79</b>	<b>131</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	35	79	131
Eau	Mm <sup>3</sup>	0	0	0
<b>Commerciale</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>40</b>	<b>91</b>	<b>151</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	35	79	132
Eau	Mm <sup>3</sup>	5	12	19
<b>Institutionnel</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>52</b>	<b>115</b>	<b>192</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	49	109	182
Eau	Mm <sup>3</sup>	3	6	10
<b>Total</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>127</b>	<b>285</b>	<b>474</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	119	267	445
Eau	Mm <sup>3</sup>	8	18	29
<b>GES évités</b>	<b>Mt. CO2 eq.</b>	<b>0,24</b>	<b>0,54</b>	<b>0,89</b>

Dans ce tableau, le potentiel de conversion du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle a été réduit de 50 Mm<sup>3</sup> alors que le potentiel de conversion du chauffage des espaces des deux autres clientèles a été haussé de 50 Mm<sup>3</sup>, soit une partie seulement du potentiel récupérable de 62 Mm<sup>3</sup> déterminé plus haut au tableau AHQ-ARQ-3.

<sup>22</sup> A-0008, pages 19 et 20, paragraphe 58 (2. e)).

<sup>23</sup> Voir B-0037, page 11, réponse 3.1 pour le calcul des GES évités.



**Ce scénario démontre que la conversion du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle n’est pas nécessaire pour rencontrer l’objectif de réduction des émissions de GES de 540 000 tonnes en 2030 alors que le tableau AHQ-ARQ-4 ci-dessus présente une autre solution qui permet également des émissions de GES évités de 540 000 tonnes pour 2030.**

Au cours de la phase 2 du présent dossier<sup>24</sup>, le scénario pourra être encore plus optimisé en utilisant le plein potentiel récupérable de 62 Mm<sup>3</sup> et en réduisant, par exemple, l’objectif de conversion de l’usage de chauffage de l’eau des clientèles commerciale et institutionnelle.

La question qui se pose maintenant est la suivante : Est-il moins coûteux, pour l’atteinte de l’objectif, de remplacer 50 Mm<sup>3</sup> de conversion du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle par 50 Mm<sup>3</sup> de conversion du chauffage des espaces des clientèles commerciale et institutionnelle, tel que le propose l’AHQ-ARQ ci-dessus?

Pour y répondre, le tableau suivant met en évidence les principales différences en termes de coûts<sup>25</sup> entre la solution des Distributeurs et celle préconisée par l’AHQ-ARQ :

---

<sup>24</sup> B-0034, page 5, lignes 1 à 9.

<sup>25</sup> Voir B-0027, pages 27 et 28, réponse 9.1 pour une définition du coût pour la société.

**Tableau AHQ-ARQ-5**  
**Comparaison de la solution des Distributeurs et celle de l’AHQ-ARQ**  
**Année 2030**

	Note	Solution Distributeurs	Solution AHQ-ARQ
Coûts en puissance HQD (M\$)	(1)	6	0
Coûts en transport et distribution HQD (M\$)	(2)	3	0
Coûts de l'énergie des achats de court terme HQD (M\$)	(3)	1	0
Différence de coût de l'équilibrage Énergir (M\$)	(4)	2	0
<b>TOTAL (M\$)</b>		<b>12</b>	<b>0</b>
(1) B-0034, p. 35, tableau 34; évaluation conservatrice qui suppose un taux de réserve de 0.			
(2) B-0034, p. 37, tableau 36.			
(3) Évaluation conservatrice basée sur 40 MW (tableau 35) pendant 400 heures à un coût de 57 \$/MWh au dessus du prix patrimonial (R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, pp. 184 et 187, tableaux AHQ-ARQ-19 et AHQ-ARQ-21).			
(4) $50 \text{ Mm}^3 \times 9/15 \times (6,15 \text{ ¢/m}^3 (2022) - 0,36 \text{ ¢/m}^3 (2022)) \times 1,02^8$ .			

La solution AHQ-ARQ préconise :

- Aucune conversion du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle, donc un évitement des coûts de puissance, des coûts de transport et distribution et des coûts d’achats de court terme en hiver pour HQD.
- Un déplacement bénéfique des coûts d’équilibrage d’Énergir de  $50 \text{ Mm}^3$  entre la chauffe de l’espace à  $6,15 \text{ ¢/m}^3 (2022)$  et la chauffe de l’eau à  $0,36 \text{ ¢/m}^3 (2022)$ <sup>26</sup>.

Le tout résulte en une solution respectant les objectifs fixés par les Distributeurs et étant moins coûteuse à chaque année dont un montant de l’ordre de 12 M\$ pour la seule année 2030.

**En conclusion de ce chapitre, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie d’exiger des Distributeurs de retirer, de l’Offre, la conversion à l’électricité du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle. Pour rencontrer l’objectif de 540 000 tonnes de réduction des émissions des GES pour 2030, ce retrait serait compensé par une réduction de la consommation de gaz naturel en hiver aux heures où HQD n’a pas de besoins d’approvisionnements additionnels (achats de court terme). Une telle opération apporterait un gain estimé à 12 M\$ pour la seule année 2030.**

<sup>26</sup> B-0034, page 22, tableau 15; et B-0036, page 3, réponse 1.1.2.

### 3. Analyses financières – Utilisation des valeurs marginales

Dans leurs analyses, les Distributeurs utilisent des valeurs marginales pour évaluer l’impact de l’Option biénergie sur les revenus et sur les coûts<sup>27</sup>.

Mathématiquement, des valeurs marginales sont déterminées « à la marge » et pourraient ne pas s’appliquer automatiquement pour des grandes quantités au-delà d’un certain voisinage de la solution de base. Elles ont donc un champ d’application limité.

D’ailleurs, HQD explique bien ce principe<sup>28</sup> :

*« Concept des coûts évités*

- *Le coût évité / marginal correspond au coût économisé (supplémentaire) d’une réduction (accroissement) à la marge d’une unité de demande à partir d’un bilan offre-demande.*
  - *Quel est le coût d’1 kW ou d’1 kWh économisé (supplémentaire) à approvisionner ?*
- *Cette définition s’applique à la fourniture, au transport et à la distribution.*
- *Le coût marginal est une notion économique qui reflète uniquement les coûts futurs.*

*Le coût évité est indissociable du contexte énergétique et du bilan offre-demande. Sa valeur est donc déterminée par celles des moyens à acquérir pour répondre à la demande additionnelle. »*

---

<sup>27</sup> B-0034, pages 21 à 36.

<sup>28</sup> R-4057-2018, B-0051, page 4;

HQD confirme par ailleurs que les coûts marginaux ne peuvent s’appliquer sur de grosses quantités<sup>29</sup> :

*« Enfin, le Distributeur rappelle que, bien que tout kWh additionnel (à la marge) qui serait facturé à son coût marginal de long terme n’occasionnerait pas de pression sur les tarifs des autres clients, ce coût marginal étant supérieur au coût moyen, cette affirmation n’est valable que pour des quantités additionnelles qui ne sont ni soudaines, ni subites, ni de grande envergure. En effet, la capacité du réseau ne permettrait pas d’accueillir un bloc de charges dépassant largement le bloc dédié, rendant ainsi le signal des coûts évités non pertinent. »* (Nous soulignons)

### **Puissance HQD**

Pour bien illustrer ce principe dans le contexte du présent dossier, l’AHQ-ARQ présente un exemple à partir du bilan offre-demande en puissance d’HQD.

Au moment du dépôt du présent dossier en septembre 2021, le bilan en puissance d’HQD le plus récent, datant du 25 février 2021, était le suivant<sup>30</sup> :

---

<sup>29</sup> R-4045-2018, B-0097, pages 20 et 21, réponse 4.1.

<sup>30</sup> R-4110-2019, B-0114, page 5, tableau 2.1; à noter que le même principe aurait pu tout aussi bien être illustré à partir du dernier bilan de puissance d’HQD dans l’État d’avancement 2021 du Plan d’approvisionnement 2020-2029 en date du 1er novembre 2021.

**TABLEAU 2.1 :**  
**BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 775</b>	<b>39 392</b>	<b>39 790</b>	<b>40 156</b>	<b>40 498</b>	<b>40 572</b>	<b>40 909</b>	<b>41 228</b>	<b>41 550</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 407</b>	<b>43 166</b>	<b>43 643</b>	<b>44 083</b>	<b>44 509</b>	<b>44 627</b>	<b>45 005</b>	<b>45 359</b>	<b>45 717</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>									
<b>Approvisionnement planifiés</b>									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Sachant que le potentiel actuel de la Contribution des marchés de court terme est de 1 100 MW, on peut déduire une marge additionnelle dans ce bilan jusqu'à l'hiver 2025-2026 inclusivement. Par exemple, pour l'hiver 2022-2023 la Contribution des marchés de court terme requise étant de 650 MW, la marge restante qui pourrait être comblée par des achats de puissance de court terme est de 450 MW (1 100 MW – 650 MW). Donc, dans un cas comme celui-ci, le coût marginal de puissance de court terme s'appliquerait dans un voisinage de 450 MW du bilan offre-demande de base seulement. Pour toute portion du besoin en sus de ces 450 MW, c'est le coût marginal de long terme qui devrait s'appliquer. Par exemple, pour un besoin additionnel de 600 MW pour l'hiver 2022-2023, le coût marginal combiné serait calculé en appliquant le coût marginal court terme sur 450 MW plus le coût marginal long terme sur 150 MW.

Pour les scénarios étudiés par HQD, le tableau suivant préparé par l’AHQ-ARQ compare les coûts marginaux en puissance utilisés par HQD et ceux qui auraient dû être utilisés dans le cas d’une application conforme telle que celle décrite ci-dessus.

**Tableau AHQ-ARQ-6**  
**Utilisation appropriée des coûts évités en puissance d’HQD versus**  
**l’utilisation faite par HQD**

	Source	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031
Contribution requise des marchés de court terme (MW)	(1)	650	750	850	700	1100	1100	1100	1100	1100
Potentiel de contribution des marchés de court terme (MW)	(2)	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Marge d’application du court terme (MW)	(3)	450	350	250	400	0	0	0	0	0
Puissance additionnelle requise - Scénario TAE (MW)	(4)	230	460	690	920	1150	1380	1610	1840	2070
Coût marginal unitaire utilisé par HQD (\$2022/kW)	(5)	20,8	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Coût marginal qui aurait dû être utilisé (\$2022/kW)	(6)	20,8	44,7	84,5	77,3	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
(1) R-4110-2019, B-0114, page 5, tableau 2.1.										
(2) D-2017-140, p. 58, par. 172.										
(3) = (2) - (1)										
(4) B-0034, p. 19, tableau 11.										
(5) B-0034, p. 30, tableau 26; et B-0035, pp. 17-18.										
(6) 20,8 applicable à (4) jusqu’à concurrence de (3) et 120,7 sur le reste										

Ce tableau démontre l’utilisation erronée par HQD des valeurs marginales en puissance pour les années 2024 à 2026 pour le scénario TAE.

**L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander aux Distributeurs de corriger leur application des coûts marginaux en puissance pour les années 2024 à 2026 dans le cas du scénario TAE.**

Cette recommandation affecte le tableau 27 de la preuve des Distributeurs pour 2025 puis, en cascade, les tableaux 30, 38, 39 et 40<sup>31</sup>.

### **Énergie HQD**

En énergie, HQD a supposé un passage aux coûts évités de long terme en 2026<sup>32</sup>.

<sup>31</sup> B-0034, pages 31, 32 et 38 à 40.

<sup>32</sup> B-0034, page 29, lignes 1 à 3.

Pour vérifier la validité de cette année de passage, le bilan d’énergie doit être examiné. Au moment du dépôt du présent dossier en septembre 2021, le bilan d’énergie d’HQD le plus récent, datant du 30 octobre 2020, était le suivant<sup>33</sup> :

TABLEAU 3.1 :  
BILAN D’ÉNERGIE

En TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>BESOINS</b>	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>									
<b>Approvisionnement planifiés</b>									
Électricité patrimoniale utilisée	171,2	172,6	173,7	175,2	175,3	175,2	178,0	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	-	-
Appel d’offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Éolien	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
<b>Énergie additionnelle requise</b>									
Achats sur les marchés de court terme	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3
• Dont achats en hiver	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	7,6	6,2	5,1	3,7	3,6	3,7	0,9	-	-

On peut voir de ce bilan que la ligne *Énergie disponible* montre des valeurs équivalentes de 3,6 ou 3,7 TWh pour les années 2024, 2025 et 2026. Conséquemment, il n’y a pas lieu d’appliquer un traitement différent pour 2026 comme le fait HQD, à moins de fournir une preuve du contraire. Donc, ce tableau confirme le début des approvisionnements de long terme en 2027 et, puisque les valeurs converties à l’électricité dans le scénario TAE sont significativement en deçà des quantités disponibles de 3,6 TWh apparaissant ci-dessus<sup>34</sup>, le coût marginal de court terme peut s’appliquer sur l’entièreté des quantités d’énergie avant 2027.

<sup>33</sup> R-4110-2019, B-0106, page 21 (PDF 23), tableau 3.1; à noter que les mêmes conclusions peuvent être tirées du dernier bilan d’énergie d’HQD dans l’État d’avancement 2021 du Plan d’approvisionnement 2020-2029 en date du 1er novembre 2021.

<sup>34</sup> B-0034, page 18, tableau 10 : plutôt de l’ordre de 1,6 TWh en 2026.

**L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander aux Distributeurs de corriger l’application des coûts marginaux en énergie pour l’année 2027 pour les scénarios TAE et biénergie.**

Cette recommandation affecte le calcul du tableau 40 (cumulatif 2022-2030) et du tableau 42 de la preuve des Distributeurs<sup>35</sup>.

De plus, l’AHQ-ARQ s’interroge sur la provenance des valeurs des coûts marginaux d’énergie de long terme utilisés dans les calculs<sup>36</sup>. Elle pourra questionner les Distributeurs lors de l’audience et des recommandations pourraient s’ensuivre.

### ***Énergir***

En réponse à une demande de renseignements de l’AHQ-ARQ, Énergir indique qu’elle a, dans le passé, appliqué des valeurs marginales sur des quantités pouvant aller jusqu’à 42,7 Mm<sup>3</sup> <sup>37</sup>. Elle ne démontre toutefois pas si une application pour des quantités beaucoup plus grandes, de l’ordre de 400 Mm<sup>3</sup> (en 2030)<sup>38</sup>, serait valide. Des précisions additionnelles pourront être obtenues lors de l’audience.

---

<sup>35</sup> B-0034, pages 40 et 42.

<sup>36</sup> B-0035, Annexe Q-3.4.1, onglet Paramètres, cellules E16 à E21.

<sup>37</sup> B-0037, page 18, réponse 6.1.

<sup>38</sup> B-0034, page 18, tableau 9.



#### 4. Le montant de base de la Contribution GES

Dans le décret 874-2021, le Gouvernement émet la préoccupation suivante<sup>39</sup> :

*« 4° Il y aurait lieu de permettre un partage entre Hydro-Québec et Énergir des coûts liés à la solution visant la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel d’une partie des clients actuels d’Énergir, et ce, afin d’équilibrer l’impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs. »* (Nous soulignons)

L’AHQ-ARQ est d’avis que cette préoccupation est claire et sans équivoque alors qu’il s’agit d’équilibrer l’impact tarifaire et non de le faire approximativement ou à peu près.

Or, en réponse à cette préoccupation du Gouvernement, les Distributeurs ont plutôt choisi de ne pas respecter intégralement la volonté de l’équilibre demandé mais seulement de s’y « appuyer »<sup>40</sup> :

*« Les Distributeurs ont d’abord convenu du montant qui serait versé par HQD à Énergir en supposant que les conversions de volumes du gaz naturel vers l’électricité prévues en 2030 dans le scénario biénergie se réalisent. Le montant convenu est de 85 M\$2030. Il est le fruit d’une négociation entre les Distributeurs, laquelle s’est appuyée sur la volonté d’équilibrer l’impact tarifaire du scénario biénergie entre les clients des Distributeurs. Le Décret a d’ailleurs confirmé cette volonté. »* (Nous soulignons)

De surcroît, l’AHQ-ARQ s’étonne de l’interprétation des Distributeurs des termes « équilibrer l’impact tarifaire » émanant du décret 874-2021<sup>41</sup> :

---

<sup>39</sup> B-0027, Annexe Q-1.1, page 4140 (PDF 60).

<sup>40</sup> B-0034, page 40, ligne 12, à page 41, ligne 2; voir aussi B-0027, page 4, réponses 2.1 et 2.2.

<sup>41</sup> B-0041, page 14, réponse 3.1.

*« Il s’agit de sous-peser un ensemble de facteurs afin d’établir un partage des coûts de la décarbonation, dont les résultats attendus sont mesurés par les impacts tarifaires. »*

L’AHQ-ARQ constate d’emblée que, d’une part, l’équilibre de l’impact tarifaire n’est pas respecté par les Distributeurs et que, d’autre part, le calcul du montant de base de la Contribution GES est basé sur plusieurs paramètres d’ici 2030 qui comportent des incertitudes significatives surtout lorsqu’on s’éloigne du présent.

***L’équilibre des impacts tarifaires<sup>42</sup>***

À partir des informations fournies par les Distributeurs, l’AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant :

---

<sup>42</sup> L’impact tarifaire d’une année est calculé par les Distributeurs en divisant le manque à gagner par le revenu requis : B-0035, page 10, réponse 3.1 et page 12, réponse 3.4.

**Tableau AHQ-ARQ-7**  
**Calcul de l’impact tarifaire de la Contribution GES proposée par les**  
**Distributeurs**  
**2022-2030**

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Sans Contribution GES</b>										
Manque à gagner HQD (M\$)	(1)	2	5	7	10	16	84	100	116	134
Revenus requis 2019 HQD (M\$2022)	(2)					13036				
Impact tarifaire HQD	(3)	0,02%	0,04%	0,05%	0,08%	0,12%	0,64%	0,77%	0,89%	1,03%
Manque à gagner Énergir (M\$)	(4)	10	20	31	43	54	67	79	92	106
Revenus requis 2022 Énergir (M\$2022)	(5)					2020				
Impact tarifaire Énergir	(6)	0,50%	0,99%	1,53%	2,13%	2,67%	3,32%	3,91%	4,55%	5,25%
Déséquilibre des impacts financiers	(7)	-0,48%	-0,95%	-1,48%	-2,05%	-2,55%	-2,67%	-3,14%	-3,66%	-4,22%
<b>Avec Contribution GES</b>										
Contribution GES	(8)	8	16	25	34	44	53	64	74	85
Manque à gagner HQD (M\$)	(9)	10	21	32	44	60	137	164	190	219
Impact tarifaire HQD	(10)	0,08%	0,16%	0,25%	0,34%	0,46%	1,05%	1,26%	1,46%	1,68%
Manque à gagner Énergir (M\$)	(11)	2	4	6	9	10	14	15	18	21
Impact tarifaire Énergir	(12)	0,10%	0,20%	0,30%	0,45%	0,50%	0,69%	0,74%	0,89%	1,04%
Déséquilibre des impacts tarifaires	(13)	-0,02%	-0,04%	-0,05%	-0,11%	-0,03%	0,36%	0,52%	0,57%	0,64%
(1) B-0027, page 5, tableau R-2.3-A										
(2) $1,02^{*3} \times 12\,284$ (B-0027, page 5, tableau R-2.3-A)										
(3) = (1) / (2)										
(4) B-0027, page 6, tableau R-2.3-B										
(5) B-0027, page 6, tableau R-2.3-B										
(6) = (4) / (5)										
(7) = (3) - (6)										
(8) B-0027, page 5, tableau R-2.3-A										
(9) = (1) + (8)										
(10) = (9) / (2)										
(11) = (4) - (8)										
(12) = (11) / (5)										
(13) = (10) - (12)										

Tel qu’attendu, on peut constater qu’avec la proposition du montant de base de la Contribution GES des Distributeurs, un déséquilibre des impacts tarifaires persiste et est significativement désavantageux pour HQD à partir de 2027.

Le tableau suivant, préparé par l’AHQ-ARQ, présente une Contribution GES recalculée qui équilibre l’impact tarifaire entre les clients des Distributeurs :

**Tableau AHQ-ARQ-8**  
**Calcul d’une contribution GES qui équilibre l’impact tarifaire entre les**  
**clients des Distributeurs**  
**2022-2030**

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Manque à gagner HQD (M\$)	(1)	2	5	7	10	16	84	100	116	134
Revenus requis 2019 HQD (M\$2022)	(2)					13036				
Manque à gagner Énergir (M\$)	(3)	10	20	31	43	54	67	79	92	106
Revenus requis 2022 Énergir (M\$2022)	(4)					2020				
<b>Avec Contribution GES pour équilibre</b>										
Contribution GES recalculée	(5)	8	17	26	36	45	47	55	64	74
Impact tarifaire HQD	(6)	0,08%	0,17%	0,25%	0,35%	0,46%	1,00%	1,19%	1,38%	1,59%
Impact tarifaire Énergir	(7)	0,08%	0,17%	0,25%	0,35%	0,46%	1,00%	1,19%	1,38%	1,59%
<b>Déséquilibre des impacts tarifaires</b>	<b>(8)</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>
(1) à (4) Tableau AHQ-ARQ-7										
(5) = ((1) + (3)) × (2) / ((2) + (4)) - (1)										
(6) = ((1) + (5)) / (2)										
(7) = ((3) - (5)) / (4)										
(8) = (6) - (7)										

### **La base de calcul en 2030**

Dans l’Entente, les Distributeurs ont convenu d’une première période d’adhésion de cinq ans débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et se terminant le 31 décembre 2026<sup>43</sup>. Les parties pourront convenir de poursuivre pour une deuxième période d’adhésion de cinq ans selon les modalités suivantes<sup>44</sup> :

#### **« 12. MODALITÉS RELATIVES À LA DEUXIÈME PÉRIODE D’ADHÉSION**

*12.1 Les Parties s’engagent à entreprendre des discussions à compter de janvier 2026 relativement à la Deuxième période d’adhésion.*

*12.2 Si les Parties conviennent de poursuivre le Projet pour une Deuxième période d’adhésion, leurs discussions tiendront compte des paramètres suivants: tout changement de loi ou de règlement ayant un impact important sur l’Entente, l’évolution des tarifs de*

<sup>43</sup> B-0034, Annexe A, page 3 (PDF 63), article 2.1 f.

<sup>44</sup> B-0034, Annexe A, pages 11 et 12 (PDF 71 et 72), section 12; voir aussi B-0027, page 22, réponse 6.3.

*distribution d'électricité d'Hydro-Québec et des tarifs de distribution de gaz naturel d'Énergir, l'évolution des coûts du Projet, l'évolution du prix de la tonne d'émission de GES, l'évolution des coûts d'approvisionnement en électricité en énergie et en puissance et du plan d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec et du plan d'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir, les conversions réalisées par rapport aux prévisions et l'atteinte des objectifs du PEV ou l'évolution ou la mise à jour du PEV et de son PMO.*

*12.3 Les Parties conviendront d'une entente pour refléter les modalités applicables à la Deuxième période d'adhésion, le cas échéant. »*

D'emblée, l'AHQ-ARQ est d'avis que la première période d'adhésion, en plus de ne pas concorder avec le cycle quinquennal des causes tarifaires d'HQD, est trop longue étant donné les nombreuses incertitudes au-delà de 2024 dont, entre autres :

- Les coûts marginaux d'HQD qui pourraient évoluer de façon significative dans les prochains mois avec la décision à venir dans le dossier R-4110-2019 Phase 1 et avec l'ouverture des soumissions dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2021-01 d'HQD pour l'acquisition de 480 MW d'énergie renouvelable<sup>45</sup>. Par exemple, il est raisonnable de penser que les prix qui seront alors soumis pourraient être significativement inférieurs au coût marginal d'énergie de long terme d'HQD, de l'ordre de 8,6 ¢/kWh (\$ 2021) indexé à l'inflation<sup>46</sup>. En effet, le marché a sensiblement évolué depuis les derniers appels d'offres d'HQD qui datent de plusieurs années alors que, seulement du côté d'Hydro-Québec, dans ses activités de

---

<sup>45</sup> <https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/appels-propositions/2021-01.html> .

<sup>46</sup> État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, page 37.

production d'électricité (le « Producteur »), celui-ci a procédé, en 2020, à des quantités imposantes de plus de 30 TWh d'exportations sur le marché spot à des prix beaucoup plus bas en moyenne que 8,6 ¢/kWh et plutôt de l'ordre de 4,2 ¢/kWh<sup>47</sup>.

- La volatilité potentielle des coûts marginaux d'Énergir<sup>48</sup>.
- Le traitement en phase 2 du présent dossier des clients commerciaux et institutionnels.
- La variation des divers paramètres mentionnés dans l'article 12.2 de l'Entente, reproduite ci-dessus, de surcroit dans le contexte de la pandémie mondiale et la poussée inflationniste qui sévissent présentement.

---

<sup>47</sup> <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2020.pdf>, page 47.

<sup>48</sup> Voir notamment B-0038, pages 21 et 22.

***Recommandation de l’AHQ-ARQ***

**Afin d’équilibrer l’impact tarifaire entre les clients des deux Distributeurs tel que demandé par le Décret 874-2021 du Gouvernement, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie de fixer le montant de base de la Contribution GES comme suit pour les trois premières années : 8 M\$ en 2022, 17 M\$ en 2023 et 26 M\$ en 2024, en ajustant les grilles de calcul de la compensation en conséquence.**

**Pour les années subséquentes, par bloc de 5 ans, refaire le calcul d’équilibre recommandé par l’AHQ-ARQ ci-dessus, lors des causes tarifaires quinquennales d’HQD.**

**Les valeurs retenues dans le cadre de cette recommandation doivent toutefois être ajustées pour tenir compte des autres recommandations précédentes de l’AHQ-ARQ aux chapitres 2 (retrait de la conversion à l’électricité du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle) et 3 (utilisation appropriée des valeurs marginales).**

## 5. Les modifications aux Conditions de service d'HQD

Afin de faciliter l’adhésion des clients à l’Offre :

- Les Distributeurs offrent déjà certains appuis financiers aux clients admissibles, par le biais de leurs programmes commerciaux<sup>49</sup>.
- Le Gouvernement a prévu, dans le PMO 2021-2026, une somme de 125 M\$ pour les cinq prochaines années afin de favoriser l’adoption de la biénergie<sup>50</sup>;
- HQD compte adapter son programme d’efficacité énergétique afin que la clientèle résidentielle adhérant au tarif DT puisse profiter d’un montant d’aide financière forfaitaire pour l’acquisition d’une thermopompe centrale ENERGY STAR ou NEEP<sup>51</sup>;
- Des discussions d’HQD avec le secteur de l’innovation et de la transition énergétiques du ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles (« SITE ») sont en cours afin de répondre aux besoins de certains segments de clients non visés par l’offre de programmes d’efficacité énergétique de HQD, notamment les clients d’Énergir disposant d’une chaudière à eau chaude, par des ajustements aux programmes existants pour rendre admissible la biénergie électricité – gaz naturel<sup>52</sup>.
- Des démarches auprès du SITE ont été entreprises afin qu’il assume une partie des coûts additionnels pour des travaux connexes mais nécessaires, dans certains cas, à l’adhésion à la biénergie<sup>53</sup>.

---

<sup>49</sup> B-0034, page 54, lignes 8 à 13; et B-0040, pages 22 et 23, réponses 5.9 à 5.12.

<sup>50</sup> B-0034, page 7, lignes 26 et 27.

<sup>51</sup> B-0006, pages 5 et 6.

<sup>52</sup> B-0006, page 8, section 2.3.1.

<sup>53</sup> B-0006, page 8, section 2.3.2.



- HQD propose de modifier les CS en complémentarité avec les autres mesures de soutien. L’impact financier de cette modification aux CS est estimé par HQD à environ 9 M\$ par année<sup>54</sup>.

L’AHQ-ARQ se questionne sur une telle proposition de modifier les CS qui s’ajoute aux autres mesures de soutien et est d’avis qu’HQD n’a pas démontré son utilité marginale par rapport à ces autres mesures de soutien, d’autant plus que certaines aides financières sont toujours en cours d’évaluation<sup>55</sup>.

Dans de telles circonstances, l’AHQ-ARQ est d’avis que l’impact financier de la proposition de modification des CS ne devrait pas être assumé par l’ensemble de la clientèle des Distributeurs, en plus du fardeau à assumer par cette même clientèle pour les manques à gagner entraînés par l’Offre<sup>56</sup>.

**Par conséquent, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas autoriser la modification des CS demandé par HQD à la section 2.2.2 de la pièce B-0006.**

---

<sup>54</sup> B-0006, pages 6 et 7, section 2.2.2.

<sup>55</sup> Notamment B-0042, page 8, réponse 3.6.

<sup>56</sup> Notamment B-0042, page 42, réponse 25.3.

## 6. Conclusion et recommandations

L’AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l’ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire et notamment :

1. L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de d’exiger aux Distributeurs de retirer, de l’Offre, la conversion à l’électricité du chauffage de l’eau de la clientèle résidentielle. Pour rencontrer l’objectif de 540 000 tonnes de réduction des émissions des GES pour 2030, ce retrait serait compensé par une réduction de la consommation de gaz naturel en hiver aux heures où HQD n’a pas de besoins d’approvisionnements additionnels (achats de court terme). Une telle opération apporterait un gain estimé à 12 M\$ pour la seule année 2030.
2. L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander aux Distributeurs de corriger leur application des coûts marginaux en puissance pour les années 2024 à 2026 dans le cas du scénario TAE.
3. L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander aux Distributeurs de corriger l’application des coûts marginaux en énergie pour l’année 2027 pour les scénarios TAE et biénergie.
4. Afin d’équilibrer l’impact tarifaire entre les clients des deux Distributeurs tel que demandé par le Décret 874-2021 du Gouvernement, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie de fixer le montant de base de la Contribution GES comme suit pour les trois premières années : 8 M\$ en 2022, 17 M\$ en 2023 et 26 M\$ en 2024, en ajustant les grilles de calcul de la compensation en conséquence.

Pour les années subséquentes, par bloc de 5 ans, refaire le calcul d’équilibre recommandé par l’AHQ-ARQ au chapitre 4 de ce mémoire, lors des causes tarifaires quinquennales d’HQP.

Les valeurs retenues dans le cadre de cette recommandation doivent toutefois être ajustées pour tenir compte des trois recommandations précédentes de l’AHQ-ARQ, ci-dessus.

5. À défaut par les Distributeurs de rencontrer les exigences des recommandations 1 à 4 ci-dessus, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître le principe général selon lequel la Contribution GES, ainsi que de sa méthode d’établissement, telles que détaillées à l’Entente et dans la preuve, doivent être considérées aux fins de l’établissement des revenus requis des Distributeurs pour la fixation de leurs tarifs.
6. L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas autoriser la modification des CS demandé par HQD à la section 2.2.2 de la pièce B-0006.