

---

**R-4011-2017**

---

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES  
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE  
TARIFAIRE 2018-2019

**MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ**

Préparé par : Marcel Paul Raymond

13 novembre 2017

## Table des matières

<b>1. Mise en situation.....</b>	<b>3</b>
<b>2. La hausse tarifaire et l’inflation .....</b>	<b>6</b>
<b>3. Indicateurs d’efficience et de performance .....</b>	<b>9</b>
<b>4. Coûts évités sur le réseau intégré .....</b>	<b>12</b>
4.1. <i>En énergie.....</i>	<i>12</i>
4.2. <i>En puissance .....</i>	<i>15</i>
4.3. <i>Préoccupations de l’AHQ-ARQ.....</i>	<i>18</i>
<b>5. Prévision de la demande.....</b>	<b>20</b>
<b>6. Coûts d’approvisionnement .....</b>	<b>23</b>
6.1. <i>Approvisionnements en énergie .....</i>	<i>23</i>
6.2. <i>Approvisionnements en puissance.....</i>	<i>24</i>
<b>7. Charges d’exploitation .....</b>	<b>30</b>
7.1. <i>Masse salariale et effectifs.....</i>	<i>36</i>
7.2. <i>Autres charges directes .....</i>	<i>39</i>
7.3. <i>Vice-présidence Technologie de l’information et des communications.....</i>	<i>40</i>
<b>8. Autres charges – Achats de combustible.....</b>	<b>43</b>
<b>9. Interventions en efficacité énergétique .....</b>	<b>45</b>
<b>10. Conclusions et recommandations .....</b>	<b>48</b>

## 1. Mise en situation

Dans sa demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (le « Distributeur »), demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») de lui octroyer un ajustement tarifaire de 1,1 % pour l'ensemble des tarifs au 1er avril 2018, à l'exception du tarif L pour lequel la hausse est de 0,8 %.

Cette hausse permettrait de recouvrer les revenus additionnels requis par le Distributeur pour l'année témoin 2018 et s'explique principalement par<sup>1</sup> :

- l'évolution du coût des approvisionnements en électricité, notamment celui des nouveaux approvisionnements (+1,7 %);
- l'augmentation du coût de service de transport attribuable principalement aux mises en service de projets majeurs de transport (+0,9 %);
- l'évolution des coûts de distribution et des services à la clientèle, notamment des montants affectés à la maîtrise de la végétation, aux efforts de développement de nouveaux marchés et à l'amélioration des services à la clientèle (+0,3 %);
- les revenus additionnels générés par la croissance de la demande découlant notamment des efforts de développement des ventes aux secteurs commercial, institutionnel et industriel (petites et moyennes entreprises) (-0,5 %);
- les effets des températures plus douces des deux derniers hivers (-1,3 %).

Dans la cause tarifaire 2017-2018 (dossier R-3980-2016), le Distributeur proposait originalement une hausse des tarifs d'électricité de 1,6 % pour l'ensemble des clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance

---

<sup>1</sup> B-0005, HQD-1, document 1, page 8.

pour lesquels la hausse proposée était de 1,1 %<sup>2</sup>. Finalement, dans sa décision D-2017-022, la Régie statuait plutôt sur une hausse tarifaire de 0,7 % pour l'ensemble des tarifs à l'exception du tarif applicable aux clients industriels de grande puissance avec une hausse de 0,2 %<sup>3</sup>.

L'ajustement tarifaire proposé par le Distributeur cette année vise à couvrir son coût de service qui totalise 11 934 M\$ pour l'année témoin 2018 ou 11 991 M\$ si on omet l'impact des modifications à la norme ASC 715, en hausse de 298 M\$, soit d'environ 2,5%, par rapport au coût de service de 11 693 M\$ autorisé par la Régie pour l'année 2017 dans sa décision D-2017-022<sup>4</sup>.

L'année 2018 constitue la première année de l'implantation du mécanisme de rémunération incitative (« MRI ») de type plafonnement des revenus dont les caractéristiques ont été approuvées par la Régie dans le cadre du dossier R-3897-2014 et, en particulier, par la décision D-2017-043. La hausse tarifaire requise pour cette première année est établie, comme par le passé, sur la base de la méthode du coût de service. Pour chacune des trois années qui suivront, un mécanisme de plafonnement des revenus sera utilisé pour établir la modification tarifaire demandée. **Par conséquent, l'AHQ-ARQ considère qu'il est primordial d'analyser en détail ce coût de service de l'année 2018 puisqu'il affectera significativement les tarifs du Distributeur pour les quatre prochaines années.**

Cet examen se fera en parallèle avec le plan directeur du Distributeur, les gains d'efficience possibles, les indicateurs d'efficience et de qualité de service et les objectifs corporatifs qui sont des outils permettant au Distributeur d'optimiser ses coûts et son efficacité.

L'intervention de l'AHQ-ARQ portera sur les sujets suivants qui sont au cœur de la hausse tarifaire demandée par le Distributeur :

---

<sup>2</sup> R-3980-2016, HQD-1, document 1, page 5.

<sup>3</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, page 16, paragraphe 6.

<sup>4</sup> B-0064, HQD-15, document 1.1, page 12, tableau R-1.4D.

- Les taux d’inflation;
- Les coûts évités du réseau intégré;
- La prévision de la demande;
- Les approvisionnements;
- Les charges d’exploitation;
- Les achats de combustible;
- Les interventions en efficacité énergétique.

Les recommandations de ce mémoire sont basées sur l’information disponible à ce jour. Si de l’information additionnelle devenait disponible<sup>5</sup>, l’AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d’en faire de nouvelles.

---

<sup>5</sup> Et en particulier les réponses du Distributeur à venir sur la demande de renseignements no.4 de la Régie : A-0020.

## 2. La hausse tarifaire et l’inflation

Dans son Plan stratégique 2016-2020, Hydro-Québec a comme objectif de limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l’inflation sur la période 2016-2020<sup>6</sup>. Dans son Plan directeur, le Distributeur réitère cet engagement<sup>7</sup>.

L’AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant pour comparer les hausses tarifaires réelles et prévues avec les taux d’inflation réels et prévus au Québec et au Canada.

**Tableau AHQ-ARQ-1**  
**Hausses tarifaires versus inflation**  
**Basé sur prévisions d’inflation du Distributeur**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Taux d'inflation au Canada (1)	1,5%	0,9%	2,0%	1,1%	1,4%	1,6%	2,0%	2,0%	2,0%
Hausse moyenne 5 ans Canada					1,3%	1,4%	1,6%	1,6%	1,7%
Taux d'inflation au Québec (1)	2,1%	0,7%	1,4%	1,1%	0,7%	1,0%	1,9%	1,9%	1,9%
Hausse moyenne 5 ans Québec					1,2%	1,0%	1,2%	1,3%	1,4%
Hausse moyenne tarifs Distributeur (2)					0,7%	0,7%	1,1%	2,5%	1,9%
Moyenne 5 ans									1,3%
Sources:									
(1) 2012 à 2017: <a href="http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/economie/comparaisons-economiques/interprovinciales/chap11.pdf">www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/economie/comparaisons-economiques/interprovinciales/chap11.pdf</a> , version du 27 octobre 2017.									
(1) 2018: B-0100, HQD-4, document 1 révisé, page 3; B-0084, HQD-15, document 4, page 8, réponse 5.1.									
(1) 2019 et 2020: Hypothèse de maintien par rapport à 2018.									
(2) A-0025, page 19; B-0080, HQD-15, document 1.3, pages 13 à 15, réponse 7.2.									

Ce tableau indique que le Distributeur prévoit une hausse moyenne de ses tarifs de 1,3 % sur la période 2016-2020, étant entendu que les valeurs de 2019 et 2020 sont préliminaires. Cette hausse moyenne se compare avantageusement à la hausse moyenne du taux d’inflation de 1,4 % pour le Québec (en jaune dans le tableau), basé sur les prévisions de taux d’inflation retenues par le Distributeur pour 2018 et répétées pour 2019 et 2020. Toutefois, en se basant sur la hausse moyenne du taux d’inflation sur la période 2013-2017 de 1,0 % (en vert dans le

<sup>6</sup> <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/plan-strategique/plan-strategique-2016-2020.pdf>, pages 1, 21 et 39.

<sup>7</sup> B-0009, HQD-2, document 1, page 5; B-0083, HQD-15, document 3, pages 4 et 5, réponse 1.5.

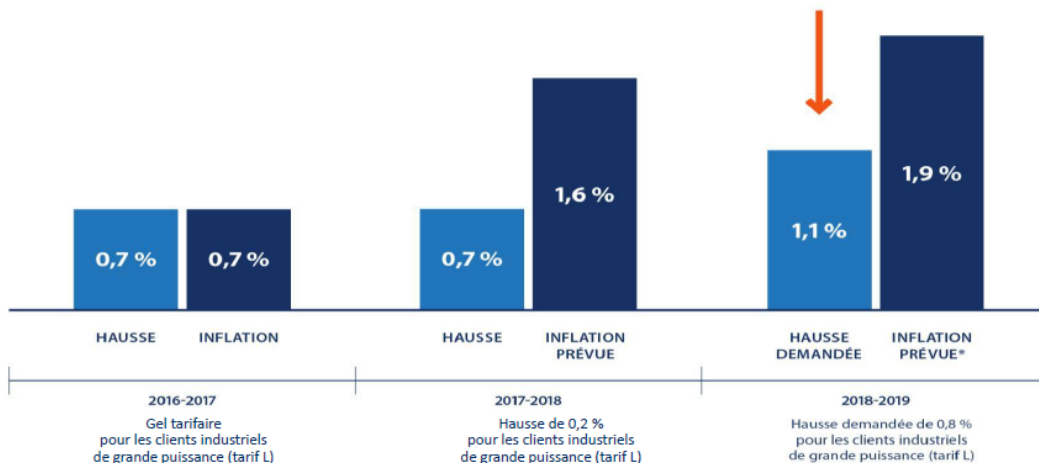
tableau), l'AHQ-ARQ constate que l'objectif du Distributeur ne serait pas atteint si cette tendance se maintenait.

**Par conséquent, l'AHQ-ARQ considère que la hausse tarifaire proposée par le Distributeur pour l'année tarifaire 2018-2019 est trop élevée. Dans la suite de ce mémoire, des pistes de solution seront proposées et des recommandations seront faites à la Régie afin de réduire cette hausse.**

De l'avis de l'AHQ-ARQ, une réduction de la hausse tarifaire 2018-2019 permettrait au Distributeur de mieux faire face aux incertitudes à venir dont l'effet des températures<sup>8</sup>.

Par ailleurs, le Distributeur montre ainsi le suivi de son objectif à date<sup>9</sup> :

## Demande tarifaire inférieure ou égale à l'inflation Engagement respecté pour une troisième année de suite



D'abord, l'AHQ-ARQ constate que le Distributeur compare ses hausses tarifaires avec les taux d'inflation du Québec et l'AHQ-ARQ est en accord avec cette

---

<sup>8</sup> B-0083, HQD-15, document 3, pages 4 et 5, réponse 1.5.

<sup>9</sup> A-0025, page 19.

approche qui est cohérente avec l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale<sup>10</sup> et avec la décision de la Régie dans le dossier du mécanisme de rémunération incitative<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> B-0008, HQD-1, document 4, page 6.

<sup>11</sup> Décision D-2017-043, dossier R-3897-2014, page 36, paragraphe 129.



### 3. Indicateurs d'efficience et de performance

Le Distributeur présente les résultats et l'analyse des indicateurs d'efficience et de performance ciblés par la Régie à la pièce HQD-2, document 1. Par ailleurs, il présente une mise à jour de ses indicateurs d'efficience pour retirer l'impact des modifications à la norme ASC 715 à la pièce HQD-15, document 1.2.

#### ***Indicateurs d'efficience***

Les indicateurs d'efficience sont de trois types<sup>12</sup> :

1. les indicateurs globaux;
2. les indicateurs du processus Service à la clientèle;
3. les indicateurs du processus Distribution.

Sans l'impact des modifications à la norme ASC 715, sept des huit indicateurs d'efficience affichent une croissance moyenne inférieure à l'inflation du Québec sur la période 2014-2018. Dans le cas du 8<sup>e</sup> indicateur intitulé CEN Distribution (\$) par abonnement, la variation moyenne de 1,8 % sur la période 2014-2018 est nettement supérieure à l'inflation du Québec sur la même période (1,2 %; voir tableau AHQ-ARQ-1) et à celle du Canada (1,6 %).

Toutefois, six des huit indicateurs montrent des croissances annuelles au-delà de l'inflation prévue pour 2018. Le Distributeur indique que certaines de ces hausses sont attribuables principalement à l'évolution des coûts liés au développement des marchés (6,1 M\$), à l'amélioration des services à la clientèle affaires (2,6 M\$)<sup>13</sup>, à l'évolution des coûts liés à la maîtrise de la végétation (16,6 M\$) ainsi qu'à l'impact à la hausse de la dépense d'amortissement (21,9 M\$) et de frais financiers (9,5 M\$)<sup>14</sup>.

---

<sup>12</sup> B-0065, HQD-15, document 1.2, pages 3 à 5, réponse 1.1.

<sup>13</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 7, tableau R-3.1.

<sup>14</sup> B-0084, HQD-15, document 4, pages 6 et 7, réponse 3.3.

**Avec l’examen de ses indicateurs d’efficience, l’AHQ-ARQ constate le besoin de poursuivre la réduction des coûts du Distributeur en 2018.**

***Indicateurs de qualité de service***

Les indicateurs de qualité du service sont de cinq types<sup>15</sup> :

1. satisfaction de la clientèle;
2. fiabilité du service;
3. alimentation électrique
4. services à la clientèle;
5. sécurité.

Les 6 indices de satisfaction de la clientèle présentés par le Distributeur montrent une amélioration en 2017 par rapport à 2016.

Au niveau de la fiabilité du service, l’Indice de continuité normalisé est relativement stable depuis 2015.

En termes d’alimentation électrique, les trois indices mesurant les délais suite à des demandes d’alimentation se sont améliorés en 2017 ou se maintiennent. De plus, le Taux de respect global des interruptions planifiées s’est détérioré en apparence mais en réalité cette baisse s’explique principalement par des modifications aux intrants de la mesure. Sans ces modifications, l’indicateur serait en amélioration en 2017<sup>16</sup>. Le Taux de relève de compteurs s’est lui aussi amélioré en 2017 comme on devrait s’y attendre suite à l’installation des compteurs communicants<sup>17</sup>.

En ce qui a trait aux services à la clientèle, les huit indices mesurés montrent des améliorations depuis 2016 dont certaines sont significatives dans les cas du

---

<sup>15</sup> B-0009, HQD-2, document 1, page 13, tableau 2.

<sup>16</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 7, réponse 4.4.

<sup>17</sup> B-0085, HQD-15, document 5.1, page 6, réponse 2.2.

Délai moyen de réponse téléphonique, du Nombre d'appels par client et du Taux de résolution au premier appel.

Enfin en termes de sécurité, le Taux de fréquence des accidents est en nette amélioration en 2017.

**L'AHQ-ARQ constate la bonne performance du Distributeur traduite par les indicateurs de qualité du service qui se sont améliorés et ce, même avec le contrôle de ses coûts et la réduction de sa masse salariale en termes d'ETC, poursuivie depuis 2008<sup>18</sup>.**

---

<sup>18</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 66, figure R-26.1.

## 4. Coûts évités sur le réseau intégré

### 4.1. En énergie

Le Distributeur propose le signal de coût évité de l'énergie suivant sur le réseau intégré<sup>19</sup> :

*« Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente encore d'importants surplus jusqu'en 2027. Ainsi, sur cet horizon, aucun approvisionnement de long terme n'est requis. Les besoins en hiver seront comblés par des achats sur les marchés de court terme.*

*Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.*

- *2018 à 2027 inclusivement :*
  - o le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;*
  - o le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation.*
- *À compter de 2028 :*
  - o le signal de prix est de 8,6 ¢/kWh (\$ 2017) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage. » (Nous soulignons)*

---

<sup>19</sup> B-0019, HQD-4, document 4, page 5, lignes 1 à 14.

**La période de surplus**

Premièrement, l’AHQ-ARQ constate que la période de surplus en énergie s’étend au moins jusqu’en 2026 et possiblement plus loin si l’on se base sur le dernier bilan d’énergie déposé par le Distributeur<sup>20</sup> :

**TABLEAU 6 :  
BILAN EN ÉNERGIE**

En TWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Besoins</b>	<b>182,1</b>	<b>183,8</b>	<b>185,9</b>	<b>185,5</b>	<b>187,3</b>	<b>188,5</b>	<b>190,3</b>	<b>190,6</b>	<b>191,6</b>
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<b>Approvisionnements postpatrimoniaux</b>	<b>16,7</b>	<b>17,0</b>	<b>17,5</b>	<b>17,8</b>	<b>18,1</b>	<b>18,5</b>	<b>19,0</b>	<b>19,3</b>	<b>19,7</b>
▪ Base et cyclable - HQP	3,1	3,1	3,1	3,2	3,4	3,7	4,2	4,4	4,5
▪ Énergie rappelée - HQP	-	-	-	-	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9
▪ Appel d’offres de long terme - HQP	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien	11,2	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
▪ Biomasse et petite hydraulique	2,3	2,5	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Achats d’énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6
<b>Surplus</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(12,1)</b>	<b>(10,4)</b>	<b>(11,1)</b>	<b>(9,7)</b>	<b>(8,9)</b>	<b>(7,6)</b>	<b>(7,6)</b>	<b>(7,0)</b>

Par contre, en réponse à une demande de renseignements de l’AHQ-ARQ sur la démonstration de l’absence de surplus à compter de 2028, le Distributeur a fourni la réponse suivante<sup>21</sup> :

*« 7.1 Veuillez fournir la documentation de support qui démontre que le bilan offre- demande en énergie du Distributeur ne présente pas de surplus à compter de 2028.*

*Réponse :*

*Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.*

*Le dernier bilan en énergie du Distributeur est celui déposé au Plan d’approvisionnement 2017-2026 (pièce HQD-1, document 1 (B-0006) du dossier R-3986-2016). Une mise à jour de ce bilan*

<sup>20</sup> État d’avancement 2017 du Plan d’approvisionnement 2017-2026, page 10, tableau 6.

<sup>21</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 11, réponse 7.1.

*sera déposée dans le cadre de l'État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, d'ici le 1er novembre 2017. »*

Or, l'État d'avancement déposé le 31 octobre dernier et, en particulier, son tableau 6 reproduit plus haut, ne fournissent aucune information sur l'absence ou la présence de surplus au-delà de 2026.

L'AHQ-ARQ est d'avis qu'il est important de connaître au moins quelle est la première année sans surplus, année à laquelle le signal de coût évité en énergie subirait une hausse significative et subite. Par exemple, dans le cadre d'études de rentabilité de projets d'efficacité énergétique ou de ventes additionnelles, une telle date est primordiale. Notamment, le fait de devancer indûment cette date pourrait avoir des conséquences défavorables sur la rentabilité de certains programmes de ventes additionnelles que le Distributeur se propose de promouvoir pour l'écoulement des surplus en énergie<sup>22</sup>.

**Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir une démonstration de la fin des surplus en énergie à compter de 2027.**

**À défaut d'une telle démonstration, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de modifier comme suit le signal de coût évité de l'énergie sur le réseau intégré, sans mention au-delà de 2026 :**

- **2018 à 2026 inclusivement :**
  - o **le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;**
  - o **le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation.**

---

<sup>22</sup> Voir notamment la pièce A-0041 du dossier R-4000-2017.

### ***Le signal de coût évité pour la période hivernale***

Ce signal de prix de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation, a subi une baisse significative par rapport à la valeur de 6,3 ¢/kWh (\$ 2016), indexé à l'inflation proposée l’an dernier<sup>23</sup>.

Le Distributeur explique cet écart par la baisse des prix à terme sur le marché de New York<sup>24</sup>. De plus, il indique que cette valeur de 5,2 ¢/kWh représente une annuité en dollars actualisés de 2017 basée sur une période de 10 ans et, ainsi, elle sous-estime significativement la valeur que le Distributeur prévoit encourir en 2018, soit 6,7 ¢/kWh<sup>25</sup>.

L’AHQ-ARQ est d’avis qu’une mauvaise évaluation du signal de prix à court terme pourrait constituer un mauvais message pour des interventions à courte échéance comme des programmes ne s’appliquant qu’au prochain hiver, par exemple. L’AHQ-ARQ reviendra sur ses préoccupations envers la méthode d’établissement des coûts évités à la section 4.3 plus bas.

#### **4.2. En puissance**

En puissance, le Distributeur propose les coûts évités suivants sur le réseau intégré<sup>26</sup> :

*« Le bilan offre - demande du Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l’hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné dans le Plan d’approvisionnement 2017-2026 [note de bas de page omise].*

---

<sup>23</sup> R-3980-2016, B-0021, HQD-4, document 4, page 5.

<sup>24</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 8, réponse 4.1.

<sup>25</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 8, réponse 4.2.

<sup>26</sup> B-0019, HQD-4, document 4, page 5, lignes 15 à 25.

Pour les hivers précédant cette date, le signal de coût évité correspond au coût moyen d’approvisionnement sur les marchés de court terme. À partir de l’hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l’appel d’offres de long terme A/O 2015-01.

- Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l’inflation) ;
- À compter de l’hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l’inflation). » (Nous soulignons)

Le Distributeur a déposé le bilan en puissance suivant pour les neuf prochains hivers<sup>27</sup> :

**TABLEAU 7 :  
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Besoins à la pointe</b>	<b>37 853</b>	<b>38 041</b>	<b>38 408</b>	<b>38 739</b>	<b>39 159</b>	<b>39 525</b>	<b>39 842</b>	<b>40 146</b>	<b>40 460</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 687	3 777	4 018	4 044	4 091	4 133	4 170	4 205	4 241
<b>Besoins à la pointe - incluant la réserve</b>	<b>41 540</b>	<b>41 818</b>	<b>42 426</b>	<b>42 783</b>	<b>43 250</b>	<b>43 658</b>	<b>44 011</b>	<b>44 350</b>	<b>44 700</b>
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>Approvisionnements additionnels requis</b>	<b>4 098</b>	<b>4 376</b>	<b>4 984</b>	<b>5 341</b>	<b>5 808</b>	<b>6 216</b>	<b>6 569</b>	<b>6 908</b>	<b>7 258</b>
<b>HQP</b>	<b>600</b>	<b>1 100</b>	<b>1 100</b>	<b>1 100</b>	<b>1 200</b>	<b>1 350</b>	<b>1 500</b>	<b>1 500</b>	<b>1 500</b>
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600
▪ Puissance rappelée	0	0	0	0	100	250	400	400	400
▪ Appel d’offres de long terme (A/O 2015-01)	0	500	500	500	500	500	500	500	500
<b>Autres contrats de long terme</b>	<b>1 827</b>	<b>1 846</b>	<b>1 924</b>	<b>1 977</b>	<b>1 977</b>	<b>1 977</b>	<b>1 969</b>	<b>1 969</b>	<b>1 969</b>
▪ Éolien (4 000 MW) <sup>(1)</sup>	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	360	370	440	493	493	493	485	485	485
<b>Gestion de la demande en puissance</b>	<b>1 170</b>	<b>1 440</b>	<b>1 500</b>	<b>1 520</b>	<b>1 540</b>	<b>1 560</b>	<b>1 580</b>	<b>1 600</b>	<b>1 620</b>
▪ Électricité interruptible	900	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	270	440	500	520	540	560	580	600	620
<b>Abaissement de tension</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>
<b>Transactions de court terme réalisées</b>	<b>50</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Puissance additionnelle requise</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>200</b>	<b>500</b>	<b>850</b>	<b>1 100</b>	<b>1 250</b>	<b>1 600</b>	<b>1 900</b>

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

<sup>27</sup> État d’avancement 2017 du Plan d’approvisionnement 2017-2026, page 12, tableau 7.



Dans le respect des décisions de la Régie<sup>28</sup>, l’AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant en y intégrant la contribution des marchés de court terme dont la dernière version approuvée à ce jour est de 1 500 MW et non de 1 100 comme le mentionne le Distributeur.

**Tableau AHQ-ARQ-2  
Bilan en puissance avec contribution des marchés**

En MW	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Approvisionnements additionnels requis (1)	4 098	4 376	4 984	5 341	5 808	6 216	6 569	6 908	7 258
(-) HQP (1)	600	1 100	1 100	1 100	1 200	1 350	1 500	1 500	1 500
(-) Autres contrats de long terme (1)	1 827	1 846	1 924	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
(-) Gestion de la demande en puissance (1)	1 170	1 440	1 500	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620
(-) Abaissement de tension (1)	250	250	250	250	250	250	250	250	250
(-) Transactions de court terme réalisées (1)	50	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Contribution des marchés de court terme	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
<b>(=) Puissance additionnelle requise</b>								<b>89</b>	<b>419</b>
<b>ou (=) Surplus</b>	<b>1 299</b>	<b>1 760</b>	<b>1 290</b>	<b>1 006</b>	<b>659</b>	<b>421</b>	<b>230</b>		

(1) Source: État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 12, tableau 7.

Le bilan préparé par l’AHQ-ARQ montre que des besoins de puissance additionnelle n’apparaissent qu’à l’hiver 2024-2025 et non à l’hiver 2022-2023 tel que l’indique le Distributeur. De plus, si on réduit les besoins de la puissance de 110 MW du programme de Conversion à l’électricité qui n’a pas été approuvé par la Régie<sup>29</sup>, les besoins de puissance additionnelle se déplacent vers l’hiver 2025-2026.

On peut constater des surplus de puissance significatifs au cours des prochaines années alors que le Distributeur consent des sommes importantes en gestion de la demande en puissance qui, de l’avis de l’AHQ-ARQ, pourraient être réduites tout en continuant à rencontrer les critères de fiabilité convenus.

<sup>28</sup> Décision D-2015-179, dossier R-3925-2015, page 40, paragraphe 150; décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, page 60, paragraphe 206; Décision D-2014-205, dossier R-3864-2013, page 40, paragraphe 161.

<sup>29</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 44, réponse 17.2.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier le signal de coût évité en puissance pour le réseau intégré comme suit :

- Pour les hivers 2017-2018 à 2024-2025, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation).
- À compter de l'hiver 2025-2026, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation).

#### 4.3. Préoccupations de l'AHQ-ARQ

Le Distributeur indique que les signaux de coûts en énergie et en puissance servent à réaliser des tests de rentabilité économique pour les programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la demande et à établir les stratégies tarifaires afin de donner un bon signal de prix<sup>30</sup>.

L'expérience du dossier R-4000-2017 a démontré que les coûts évités pouvaient aussi être utilisés pour réaliser des tests de rentabilité économique pour des programmes d'écoulement de surplus. À la limite, l'AHQ-ARQ soumet qu'ils pourraient aussi être utilisés pour établir les dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré<sup>31</sup>. Toutefois, l'AHQ-ARQ est d'avis que les coûts évités, dans leur facture actuelle, répondent plus ou moins bien à ces besoins et encore moins avec la venue éventuelle d'initiatives de tarification dynamique ou de crédits pour effacement en pointe.

C'est pourquoi, l'AHQ-ARQ accueille favorablement la décision de la Régie de revoir la méthode d'établissement des coûts évités le plus rapidement possible dans le cadre d'un dossier à venir sur la tarification dynamique<sup>32</sup>.

---

<sup>30</sup> B-0083, HQD-15, document 3, pages 24 et 26, réponses 13.6 et 15.7.

<sup>31</sup> Décision D-2017-105, pages 6 et 7, paragraphe 16.

<sup>32</sup> Décision D-2017-105, pages 7 et 8, paragraphes 21 et 22; A-0027.

L'AHQ-ARQ pourra alors exprimer ses préoccupations sur la méthode actuelle d'établissement des coûts évités dont notamment :

- L'utilisation de coûts évités de long terme pour évaluer des programmes de gestion de la consommation à court terme comme le programme GDP affaires<sup>33</sup>;
- Les discontinuités non justifiées des signaux à l'année où les surplus se terminent et les variations importantes, entre deux publications annuelles, des signaux pour une année donnée<sup>34</sup>;
- L'utilisation d'une annuité pour l'établissement des signaux en énergie par année, tel qu'exposé plus haut<sup>35</sup> ;
- La méthode de détermination du nombre d'heures d'application d'un coût évité en énergie en période hivernale<sup>36</sup>;
- La méthode d'établissement des coûts évités par usages et par catégories de clients.

---

<sup>33</sup> R-3980-2016, A-0051, Notes sténographiques du 12 décembre 2016, pages 129 à 131; A-0020, pages 18 à 22.

<sup>34</sup> R-3980-2016, A-0051, Notes sténographiques du 12 décembre 2016, pages 131 à 133; A-0020, page 5, demande 4.2.

<sup>35</sup> Voir aussi A-0020, page 5, demande 4.1.

<sup>36</sup> B-0087, HQD-15, document 7, page 70, réponses 22.8 à 22.10.

---

## 5. Prévision de la demande

Le Distributeur présente la prévision de la demande d'électricité à la pièce HQD-4, document 2. L'AHQ-ARQ apporte ici quelques remarques sur cette prévision.

### ***Pertes de distribution***

Le Distributeur présente ainsi l'historique des pertes de transport et de distribution<sup>37</sup> :

**TABLEAU 2D-5 :**  
**HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de pertes global	7,5%	7,7%	7,4%	7,5%	7,7%	7,5%	7,9%	7,8%	7,9%	8,1%	7,6%	7,5%
Taux de pertes de transport	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,4%	5,4%	5,5%	5,6%	5,7%	5,9%	5,9%	6,1%
Taux de pertes de distribution	2,2%	2,3%	2,0%	2,1%	2,2%	1,9%	2,3%	2,1%	2,1%	2,1%	1,6%	1,3%

L'AHQ-ARQ est préoccupée par la baisse significative du taux de pertes de distribution en 2014 et 2015. Questionné sur cette baisse l'an dernier, le Distributeur n'a pu fournir d'explication et il espérait pouvoir le faire cette année<sup>38</sup>.

Or, le Distributeur n'a pu fournir d'explication cette année<sup>39</sup> :

*« Les travaux conjoints entre le Distributeur, le Transporteur et le Producteur visaient à comprendre les variations historiques des pertes globales de transport et de distribution. À ce jour, les analyses effectuées n'ont pas permis d'expliquer les variations observées des pertes sur la période 2004 à 2016. Devant ce constat, l'IREQ a été mandaté pour effectuer des travaux additionnels. »*

<sup>37</sup> R-3986-2016, B-0008, HQD-1, document 2.2, page 58, tableau 2D-5.

<sup>38</sup> R-3980-2016, A-0044, Notes sténographiques du 7 décembre 2016, pages 63 à 66.

<sup>39</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 10, réponse 6.2.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de produire, pour la prochaine cause tarifaire, une étude qui explique les variations des taux de pertes de distribution sur la période de 2004 à 2016.**

***Programme Conversion à l'électricité***

Dans sa décision D-2017-119, la Régie a rejeté la demande du Distributeur d'approbation du programme de conversion du mazout pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour la prévision de la demande pour tenir compte de cette décision.**

En particulier, pour des fins d'évaluation des achats de puissance, l'AHQ-ARQ considère que les besoins en puissance à la pointe 2017-2018 doivent être réduits de 66 MW alors que ceux de la pointe 2018-2019 doivent être réduits de 110 MW<sup>40</sup>.

***Aléa de prévision au début de l'hiver***

Le Distributeur estime, avec raison, que la précision de sa prévision de la demande en puissance un an à l'avance est très bonne<sup>41</sup>. Sur la période de 2013 à 2016, l'erreur de la prévision a été de 0,17 % un an d'avance<sup>42</sup>. Appliquée sur les besoins en puissance de l'hiver 2017-2018 de 37 853 MW, cette erreur moyenne ne représente que 64 MW.

L'AHQ-ARQ a analysé les écarts de prévision en puissance sur une période de 10 ans pour une prévision faite au début de l'hiver pour des fins de détermination des achats de puissance pour la prochaine pointe. Le tableau suivant résume les résultats :

---

<sup>40</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 44, réponse 17.2.

<sup>41</sup> B-0083, HQD-15, document 3, pages 17 et 19, réponses 10.5 et 11.2.

<sup>42</sup> R-3986-2016, B-0006, HQD-1, document 1, page 22, tableau 2A-10.

**Tableau AHQ-ARQ-3**  
**Écarts de prévision en puissance au début de l’hiver (MW)**

	Prévision début de l'hiver	Réel normalisé	Écart	Mois de prévision
	(1)	(2)		(1)
2016-2017	37 727	37 769	42	Novembre
2015-2016	38 049	37 711	-338	Septembre
2014-2015	37 687	37 687	0	Novembre
2013-2014	37 510	37 519	9	Novembre
2012-2013	37 122	37 397	275	Novembre
2011-2012	37 052	37 040	-12	Novembre
2010-2011	36 851	36 830	-21	Novembre
2009-2010	36 027	36 050	23	Novembre
2008-2009	36 040	35 690	-350	ND
2007-2008	35 968	35 690	-278	ND
<b>Moyenne</b>			<b>-65</b>	
<b>Moyenne en valeur absolue</b>			<b>135</b>	
Sources:				
(1) Suivis des plan d'approvisionnement, Critères de fiabilité, Annexe D.				
(2) B-0015, p. 16, tableau 7; R-3986-2016, B-0006, HQD-1, document 2.2, p. 59, tableau 2D-9				

Ce tableau montre lui aussi que l’erreur de prévision en puissance est très faible pour les dix dernières pointes, soit de l’ordre de 135 MW en valeur absolue.

Étant donné les bons résultats de la prévision en puissance un an d’avance ou encore quelques mois à l’avance, l’AHQ-ARQ comprend mal que l’écart-type de l’aléa sur les besoins en puissance à la pointe d’hiver soit de 710 MW pour la pointe de l’hiver 2017-2018<sup>43</sup>.

**L’AHQ-ARQ se propose d’interroger le Distributeur sur cette question et formulera des recommandations au besoin.**

<sup>43</sup> État d’avancement 2017 du Plan d’approvisionnement 2017-2026, page 9, tableau 5.

## 6. Coûts d'approvisionnement

Pour l'année témoin 2018, les coûts d'approvisionnement en électricité totalisent 6 059 M\$, soit une hausse de 247 M\$ (4,2 %) par rapport à la valeur reconnue par la Régie pour l'année 2017<sup>44</sup>.

### 6.1. Approvisionnements en énergie

En énergie, l'AHQ-ARQ note particulièrement les éléments suivants<sup>45</sup> :

- Des besoins en énergie prévus pour l'année 2018 à 182,1 TWh, soit 1,3 TWh de plus que pour l'année de base 2017 et la même valeur que pour l'année historique 2016.
- L'électricité patrimoniale inutilisée qui passe de 11,6 TWh en 2016 à 13,5 TWh en 2017 puis à 13,7 TWh en 2018.
- La poursuite de la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TransCanada Energy à Bécancour.
- Aucune quantité d'énergie rappelée en vertu des Conventions d'énergie différée pour les années de 2016 à 2018. Le Distributeur prévoit plutôt utiliser le solde de 3,3 TWh plus judicieusement à compter de janvier 2022<sup>46</sup>.
- Une production éolienne moindre que prévue pour 2017 entraînant des livraisons en trop en provenance d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), pour une quantité de 0,5 TWh<sup>47</sup> à un prix unitaire de 47,40 \$/MWh<sup>48</sup>. Il s'agit de la 10<sup>e</sup> année consécutive où le Distributeur surestime la prévision de la production

---

<sup>44</sup> B-0020, HQD-5, document 1, page 5, tableau 1.

<sup>45</sup> B-0022, HQD-6, document 1.

<sup>46</sup> État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 43, tableau E-1; B-0083, HQD-15, document 3, page 23, réponse 13.3.

<sup>47</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 14, réponse 9.1.

<sup>48</sup> Décision D-2016-095, dossier R-3965-2016, page 11, paragraphe 33.

éolienne<sup>49</sup>. L'AHQ-ARQ prend acte de l'avis de la Régie selon lequel un nouveau débat sur cet enjeu particulier sera mieux adapté lors du renouvellement de l'entente relative à la demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne découlant de A/O 2015-02 prévu pour 2019<sup>50</sup> et l'AHQ-ARQ se propose d'y participer.

- Très peu de recours au contrat cyclable avec HQP et d'achats d'énergie de court terme requis en 2016 et 2017 en raison de conditions climatiques favorables. Prévision semblable en 2018 suite à une simulation du cas moyen déterministe<sup>51</sup> mais toutefois avec un risque de dépassement important tel que l'AHQ-ARQ l'a montré dans le passé<sup>52</sup>.
- Des coûts de dépassement de 2,8 k\$ pour l'année 2016 en vertu de l'entente globale cadre, soit le coût le plus faible depuis l'approbation de la première entente cadre<sup>53</sup>.

## 6.2. Approvisionnement en puissance

### **Hiver 2016-2017**

Les besoins en puissance pour la pointe de l'hiver 2016-2017, survenue le 16 décembre 2016, ont été de 36 579 MW, soit 1 148 MW de moins que ceux de 37 727 MW annoncés dans le dossier R-3980-2016, et ce, en raison des températures plus chaudes que la normale de l'hiver 2016-2017 (-1 190 MW). En termes normalisés, les besoins en puissance pour la pointe de l'hiver 2016-2017 n'ont augmenté que de 58 MW par rapport à l'hiver précédent<sup>54</sup>.

Le Distributeur a engagé des achats de puissance pour un montant de 41,2 M\$ en 2017, soit 9,9 M\$ ou 32 % de plus que la valeur prévue au dossier R-3980-

---

<sup>49</sup> Pièce Approvisionnement en électricité des causes tarifaires; Suivi de l'entente d'intégration pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2008.

<sup>50</sup> Décision D-2017-105, page 18, paragraphe 73.

<sup>51</sup> B-0087, HQD-15, document 7, page 70, réponse 22.10.1.

<sup>52</sup> Voir notamment R-3980-2016, C-AHQ-ARQ-0008, page 20.

<sup>53</sup> B-0022, HQD-6, document 1, page 12.

<sup>54</sup> B-0015, HQD-4, document 2, pages 15 et 16.



2016<sup>55</sup>. Le Distributeur indique que cet écart s'explique en majeure partie par une participation au programme GDP Affaires plus forte que prévue<sup>56</sup>. En effet, en décembre 2016, le Distributeur mentionnait avoir retenu 145 MW de nouvelles interventions en GDP pour l'hiver qui commençait et que cette quantité était suffisante pour couvrir les besoins du bilan de puissance; en fait, elle permettait même de dégager un surplus de 51 MW<sup>57</sup>. Or, le Distributeur indique maintenant que la contribution de ce moyen est passée à 183 MW pour l'hiver dernier<sup>58</sup>.

L'AHQ-ARQ est d'avis que la contribution additionnelle de 38 MW des nouvelles interventions en GDP n'était pas requise pour rencontrer les critères de fiabilité du Distributeur. Elle est d'avis que le Distributeur a la responsabilité de mieux prévoir l'apport de ce moyen ou encore de faire en sorte d'en limiter le nombre d'adhésions en fonction des besoins.

**Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un coût d'achats de puissance de 2,6 M\$ (38 MW x 70 \$/kW<sup>59</sup>) pour l'hiver 2016-2017.**

### ***Hiver 2017-2018***

Les besoins en puissance pour la pointe de l'hiver 2017-2018 sont de 37 853 MW, soit seulement 84 MW de plus que la valeur normalisée de l'hiver dernier.

Dans le dossier actuel, le Distributeur prévoit des besoins postpatrimoniaux de 4 177 MW<sup>60</sup>. De plus, le Distributeur a publié une mise à jour du bilan en puissance dans l'État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 qui est reproduit plus haut à la section 4.2.

---

<sup>55</sup> B-0022, HQD-6, document 1, page 5, tableau 1.

<sup>56</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 12, réponse 8.1.

<sup>57</sup> R-3980-2016, B-0157, HQD-18, document 4; R-3980-2016, C-AHQ-ARQ-0013, page 18.

<sup>58</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 12, réponse 8.1.

<sup>59</sup> <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf>, page 10, article 2.1.

<sup>60</sup> B-0022, HQD-6, document 1, page 9, tableau 5.

L’AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant qui résume d’abord ces deux bilans :

**Tableau AHQ-ARQ-4  
Bilans en puissance de l’hiver 2017-2018**

	Bilan de puissance 31 juillet 2017 (B-0022) (MW)	Bilan de puissance 31 octobre 2017 (État d'avancement) (MW)	Bilan de puissance 13 novembre 2017 (AHQ-ARQ) (MW)
Besoins à la pointe	37 853	37 853	37 787
+ Réserve requise	3 746	3 687	3 675
- Électricité patrimoniale (inc. réserve)	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà du patrimonial	4 157	4 098	4 020
- Approvisionnements non patrimoniaux	4 176	4 096	4 026
HQ Production - Base et cyclable	600	600	600
Contrats de biomasse	256	256	256
Contrats d'éolien	1 467	1 467	1 467
Contrats de petite hydraulique	103	103	103
Électricité interruptible	1 000	900	900
Nouvelles interventions en GDP	250	270	200
Abaissement de tension	250	250	250
Contrats de puissance de court terme	250	250	250
= Surplus (déficit)	19	(2)	6

On peut d’abord constater que, dans le bilan le plus récent du Distributeur, la réserve requise a été baissée à 3 687 MW alors que l’électricité interruptible a été baissée de 100 MW et les nouvelles interventions en GDP ont été haussées de 20 MW.

La dernière colonne du tableau de l’AHQ-ARQ propose une mise à jour du bilan comme suit :

- Une baisse de 66 MW de la prévision des besoins suite à la décision de la Régie dans le dossier R-4000-2017, voir section 5 plus haut.
- La recommandation d'une baisse à 200 MW des nouvelles interventions en GDP afin de maintenir les participations pratiquement au même niveau que celles de l'hiver dernier (183 MW) et non les augmenter étant donné leur coût unitaire plus élevé que celui des options d'électricité interruptible.
- Une baisse de 12 MW de la réserve requise pour tenir compte de la recommandation précédente et du taux de réserve de 17 % applicable aux nouvelles interventions en GDP<sup>61</sup>.

Par rapport au présent dossier déposé par le Distributeur, ces recommandations entraînent une réduction de 50 MW des nouvelles interventions en GDP pour 3,5 M\$ à 70 \$/kW<sup>62</sup>.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 3,5 M\$ pour les achats de puissance de l'hiver 2017-2018.**

### ***Hiver 2018-2019***

Pour juger de la pertinence des coûts d'achats de puissance en décembre 2018, l'analyse du bilan en puissance de l'hiver 2018-2019 est nécessaire. Pour ce faire, l'AHQ-ARQ répète ici l'exercice qu'il a réalisé plus haut pour l'hiver 2017-2018.

Selon le bilan en puissance le plus récent qui est reproduit à la section 4.2 plus haut, les besoins en puissance pour la pointe de l'hiver 2018-2019 sont de 38 041 MW, soit 188 MW de plus que la prévision de l'hiver précédent.

L'AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant qui résume d'abord ce bilan :

---

<sup>61</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 15, réponse 10.1.

<sup>62</sup> <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf>, page 10, article 2.1.

**Tableau AHQ-ARQ-5**  
**Bilans en puissance de l'hiver 2018-2019**

	Bilan de puissance 31 octobre 2017 (État d'avancement) (MW)	Bilan de puissance 13 novembre 2017 (AHQ-ARQ) (MW)
Besoins à la pointe	38 041	37 931
+ Réserve requise	3 777	3 736
- Électricité patrimoniale (inc. réserve)	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà du patrimonial	4 376	4 225
- Approvisionnements non patrimoniaux	4 637	4 247
HQ Production - Base et cyclable	1 100	1 100
Contrats de biomasse et petite hydraulique	370	370
Contrats d'éolien	1 477	1 477
Électricité interruptible	1 000	850
Nouvelles interventions en GDP	440	200
Abaissement de tension	250	250
Contrats de puissance de court terme	-	-
= Surplus (déficit)	261	22

On peut d'abord constater que le bilan le plus récent dégage un surplus de 261 MW même sans compter la contribution des marchés de 1 500 MW reconnue par la Régie. Le tableau produit par le Distributeur ne montre pas spécifiquement ce surplus de 261 MW, celui-ci doit être déduit par calcul comme l'a fait l'AHQ-ARQ dans le tableau.

La dernière colonne du tableau de l'AHQ-ARQ propose une mise à jour du bilan comme suit :

- Une baisse de 110 MW de la prévision des besoins suite à la décision de la Régie dans le dossier R-4000-2017, voir section 5 plus haut.
- La recommandation d'une baisse à 200 MW des nouvelles interventions en GDP afin de maintenir les participations pratiquement au même niveau que celles de l'hiver 2016-2017 (183 MW) et non les augmenter étant donné leur coût unitaire plus élevé que celui des options d'électricité interruptible.
- La recommandation d'une baisse à 850 MW de l'électricité interruptible afin de balancer le bilan.
- Une baisse de 41 MW de la réserve requise pour tenir compte des recommandations précédentes, du taux de réserve de 17 % applicable aux nouvelles interventions en GDP<sup>63</sup> et du taux de réserve de 15 % applicable à l'électricité interruptible.

Par rapport au présent dossier déposé par le Distributeur, ces recommandations entraînent, pour les quatre mois de l'hiver 2018-2019, une réduction de 240 MW des nouvelles interventions en GDP pour 16,8 M\$ à 70 \$/kW<sup>64</sup> en plus d'une réduction de 150 MW de l'électricité interruptible pour 2,0 M\$ à 13 \$/kW-hiver<sup>65</sup>. La valeur totale de 18,8 M\$ pour les quatre mois de l'hiver 2018-2019 correspond à un montant de 4,7 M\$ pour le seul mois de décembre 2018.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 4,7 M\$ pour les achats de puissance de décembre 2018.**

---

<sup>63</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 15, réponse 10.1.

<sup>64</sup> <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf>, page 10, article 2.1.

<sup>65</sup> R-3980-2016, B-0207, page 58.

## 7. Charges d'exploitation

Si on omet l'impact des modifications à la norme ASC 715, les charges d'exploitation totalisent 1 200,5 M\$ pour l'année témoin 2018, en hausse de 63,2 M\$, soit d'environ 5,6 %, par rapport au montant de 1 137,3 M\$ autorisé par la Régie pour l'année 2017 dans sa décision D-2017-022<sup>66</sup>.

Parmi les faits importants entraînant une telle hausse, le Distributeur mentionne<sup>67</sup> :

- l'évolution des coûts liés au développement des marchés (6,1 M\$);
- l'amélioration des services à la clientèle affaires (2,6 M\$);
- l'évolution des coûts liés à la maîtrise de la végétation (16,6 M\$);
- l'impact à la hausse de la dépense d'amortissement (21,9 M\$);
- l'impact à la hausse des frais financiers (9,5 M\$).

Selon le Distributeur, certaines de ces hausses sont nécessaires pour rencontrer ses quatre priorités qui s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue<sup>68</sup> :

1. Générer et développer les marchés
2. Poursuivre le virage clientèle
3. Devenir une référence opérationnelle
4. Communiquer de façon proactive.

Toutefois, la Régie, dans sa décision D-2017-022, rappelait certains principes importants<sup>69</sup> :

---

<sup>66</sup> B-0064, HQD-15, document 1.1, page 12, tableau R-1.4D.

<sup>67</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 7, tableau R-3.1; B-0084, HQD-15, document 4, pages 6 et 7, réponse 3.3.

<sup>68</sup> B-0009, HQD-2, document 1, pages 5 à 9.

<sup>69</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, pages 20, 21, 23 et 28.

« [23] La Régie considère que le Distributeur sous-estime historiquement sa capacité à réaliser des gains d'efficience dans sa gestion, ses processus d'affaires et ses activités, conduisant ainsi à une surestimation annuelle de ses charges, qu'elles soient par abonnement, par kilowattheure ou par kilomètre de réseau.

[24] La Régie invite le Distributeur à améliorer ses prévisions en ce qui a trait à sa capacité à réaliser des gains d'efficience.

[...]

[39] Enfin, tel que mentionné dans sa décision D-2016-033 [note de bas de page omise], la Régie souligne que l'amélioration de la qualité du service doit être réalisée par l'entremise de gains d'efficience au niveau des charges d'exploitation et non par des hausses de coûts.

[...]

[67] La Régie prend acte des résultats de l'ensemble des indicateurs d'efficience des fournisseurs internes et les encourage à poursuivre leurs efforts d'efficience, afin que la croissance des charges de services partagés par abonnement puisse demeurer constamment en deçà de l'inflation, voire même négative. » (Nous soulignons)

L'AHQ-ARQ adhère totalement à ces principes et ajoute que, à son avis :

- Il n'est pas nécessaire d'augmenter les charges à chaque fois qu'on veut implanter une nouvelle idée ou qu'on veut faire les choses différemment.
- Il n'est pas nécessaire d'augmenter les charges à chaque fois qu'on veut établir des priorités. Il suffit habituellement de procéder à des réallocations

de certaines tâches entre les ressources existantes ou de revoir l'ordonnancement des travaux comme l'a d'ailleurs fait avec succès le Distributeur dans certains cas<sup>70</sup>. Par exemple, le Distributeur pourrait :

- réorienter ses équipes de développement des affaires en modifiant leurs objectifs en fonction des besoins de réduction de la demande certaines années ou d'augmentation de la demande certaines autres années. L'AHQ-ARQ est d'avis qu'il n'est pas nécessaire que le Distributeur se dote d'une nouvelle « *équipe de développement des affaires dont la mission consiste à explorer de nouveaux créneaux de croissance au Québec* »<sup>71</sup> mais qu'il peut le faire avec les ressources déjà en place. D'autant plus que le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer le bénéfice net lié à cette activité<sup>72</sup>.
- sans augmenter ses budgets, devenir une référence opérationnelle, par exemple en tirant profit des idées de son personnel et de ses clients pour s'améliorer et simplifier ses processus, en poursuivant la formation de son personnel en la réorientant au besoin, en mettant en place un guichet unique de traitement des demandes, en accroissant la flexibilité de ses opérations, en améliorant sa performance en santé et sécurité et en réduisant ses temps de cycle<sup>73</sup>. Il est d'ailleurs à noter, dans ce dernier cas, que les temps de cycle en 2017 ont été les meilleurs des cinq dernières années<sup>74</sup>. De plus, le Distributeur n'est pas en mesure de suivre

---

<sup>70</sup> Voir notamment B-0095, HQD-15, document 13, page 32, réponse 9.6 et pages 36 et 37, réponse 11.3; B-0080, HQD-15, document 1.3, page 6, réponse 2.1.

<sup>71</sup> B-0009, HQD-2, document 1, page 6; voir aussi B-0087, HQD-15, document 7, page 7, réponse 2.1.

<sup>72</sup> B-0087, HQD-15, document 9, page 9, réponse 2.7.

<sup>73</sup> B-0009, HQD-2, document 1, pages 6 et 7; B-0026, HQD-8, document 2, page 9, lignes 11 à 22; B-0080, HQD-15, document 1.3, pages 67 et 68, réponses 27.1 à 27.3; B-0097, HQD-15, document 14, pages 5 et 6, réponses 3 à 7.

<sup>74</sup> B-0087, HQD-15, document 7, page 26, tableau R-8.4.

---



spécifiquement les bénéfices dégagés et les coûts encourus associés à ces diverses mesures<sup>75</sup>. Le Distributeur mentionne aussi que la révision et l'évaluation des processus est une pratique en continu qui existe depuis plusieurs années mais peut-être simplement sous des formes différentes<sup>76</sup>.

- sans augmenter ses budgets, poursuivre le virage clientèle en maintenant ou en implantant plusieurs bonnes pratiques gagnantes<sup>77</sup>.
  - sans augmenter ses budgets, communiquer de façon proactive avec ses clients<sup>78</sup>.
  - sans augmenter ses budgets, procéder à des activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue<sup>79</sup>.
- Il n'est pas nécessaire de diminuer le ratio d'encadrement, i.e. le nombre d'employés par cadre.

On peut illustrer l'efficacité du Distributeur par la figure suivante sur l'évolution des ETC<sup>80</sup> :

---

<sup>75</sup> B-0087, HQD-15, document 7, page 5, réponse 1.3; page 10, réponses 2.9 à 2.11; et pages 30 et 31, réponse 10.4.

<sup>76</sup> B-0087, HQD-15, document 7, page 31, réponse 10.5.

<sup>77</sup> B-0009, HQD-2, document 1, pages 7 et 8.

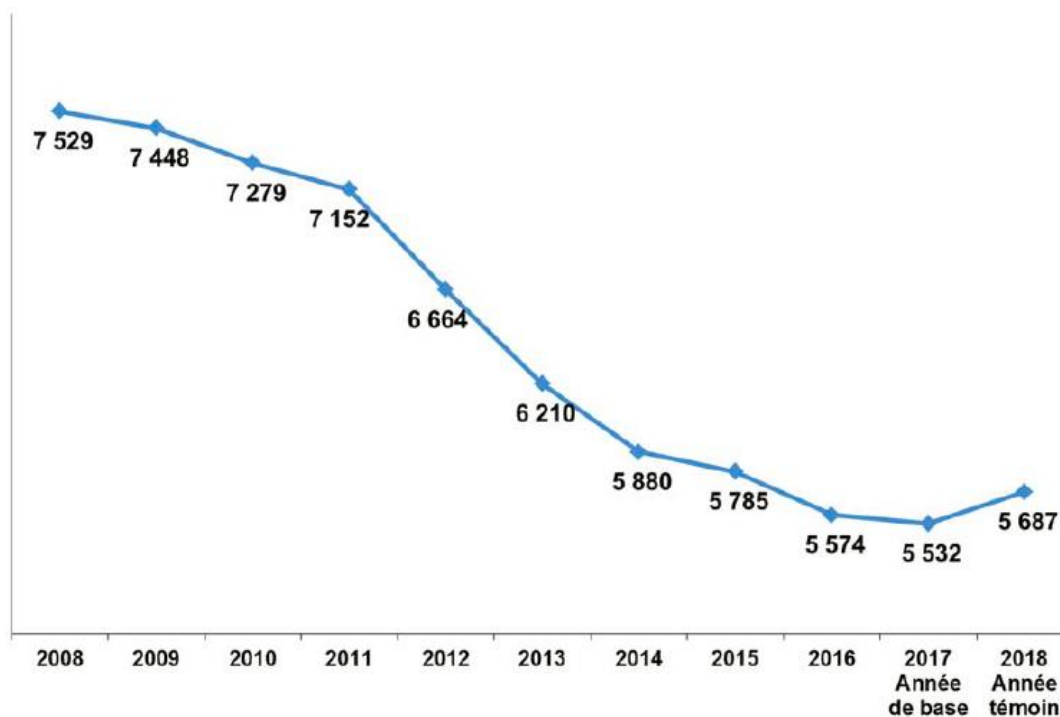
<sup>78</sup> B-0009, HQD-2, document 1, pages 8 et 9.

<sup>79</sup> B-0026, HQD-8, document 2, page 10, lignes 1 à 6; B-0080, HQD-15, document 1.3, pages 69 et 70, réponses 28.1 et 28.2; B-0097, HQD-15, document 14, pages 3 à 5, réponses 3 à 7.

<sup>80</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 66, figure R-26.1.

---

FIGURE R-26.1 :  
ÉVOLUTION DES ETC DU DISTRIBUTEUR AJUSTÉS DES RÉORGANISATIONS



Le Distributeur émet toutefois la réserve suivante<sup>81</sup> :

*« Toutefois, le Distributeur souligne que le maintien d'une telle tendance à la baisse de ses effectifs n'est pas soutenable pour les années à venir, ne serait-ce qu'en raison des besoins induits par la couverture du large territoire qu'il dessert. Il se doit en outre de maintenir les effectifs nécessaires au maintien de la fiabilité et de la qualité de son service, à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, de même qu'à son orientation de mieux répondre aux besoins de sa clientèle. » (Nous soulignons)*

L'AHQ-ARQ comprend que le territoire desservi par le Distributeur n'a pas significativement changé au cours des dernières années. De plus, la réduction

---

<sup>81</sup> B-0026, HQD-8, document 2, page 6, lignes 7 à 12.

continue du nombre d'effectifs depuis 2008 a été réalisée même en améliorant les indicateurs de qualité de service du Distributeur tel que constaté à la section 3 plus haut.

L'AHQ-ARQ est d'avis que rien dans la preuve du Distributeur n'indique que la tendance des gains d'efficience ne peut pas se poursuivre et que ce dernier n'en a pas fait la démonstration, par exemple par des études de productivité et/ou de balisage. Au contraire, ses indicateurs de qualité de service ne cessent de s'améliorer.

De plus, la Régie observait, dans sa décision 2017-022<sup>82</sup> :

*« [404] De plus, la Régie constate que malgré les prétentions du Distributeur, il a été en mesure de livrer de l'efficience à chacune des dernières années, comme le démontrent les trop-perçus associés aux charges d'exploitation, notamment celles reliées aux activités de base. »*

**Par conséquent, en tenant compte de gains d'efficience équivalant à l'inflation, l'AHQ-ARQ considère que les charges d'exploitation ne devraient pas augmenter en 2018 de plus que 5,7 M\$, soit le facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements<sup>83</sup>. Ainsi, l'AHQ-ARQ préconise une réduction globale de l'ordre de 50 M\$ de la demande du Distributeur.**

Les sections suivantes présenteront des recommandations spécifiques permettant d'arriver à cette réduction.

---

<sup>82</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, page 111, paragraphe 404.

<sup>83</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 49, tableau R-18.2-A.

## 7.1. Masse salariale et effectifs

Le tableau suivant montre l'évolution de la masse salariale du Distributeur entre 2016 et 2018, avec et sans les impacts de l'ASC 715<sup>84</sup> :

**TABLEAU R-4.1 :**  
**COMPOSANTES DE LA MASSE SALARIALE**  
**AVEC ET SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017				2018	
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base avec ASC 715	Année de base sans ASC 715	Année témoin avec ASC 715	Année témoin sans ASC 715
Salaire de base	413,0	422,6	422,5	430,1	430,1	459,8	459,8
Temps supplémentaire	49,4	33,8	33,8	40,4	40,4	38,1	38,1
Primes et revenus divers	26,5	26,2	25,8	26,2	26,2	26,6	26,6
Rémunération incitative selon la performance	2,7	2,2	2,0	2,4	2,4	2,5	2,5
Autres primes <sup>1</sup>	23,8	24,0	23,8	23,8	23,8	24,1	24,1
Avantages sociaux	135,3	76,1	76,2	74,0	74,8	247,8	80,9
Avantages sociaux - Coût de retraite	25,0	21,6	21,6	103,3	5,3	115,4	16,3
Compte d'écart - Coût de retraite	26,8	-28,0	-28,0	-24,8	-11,7	-2,5	-15,7
Compte d'écart - Modifications à l'ASC 715				-69,3		69,8	
Avantages sociaux - Autres	83,5	82,5	82,6	64,8	81,2	65,1	80,3
<b>MASSE SALARIALE</b>	<b>624,2</b>	<b>558,7</b>	<b>558,3</b>	<b>570,7</b>	<b>571,5</b>	<b>772,3</b>	<b>605,4</b>
Activités de base	559,1	550,2	549,8	548,0	564,4	571,9	587,1
Facteurs Y (voir HQD-8, document 1, Annexe A)	38,3	36,5	36,5	116,8	18,8	133,1	34,0
CER pré-MRI							
-Coût de retraite	26,8	-28,0	-28,0	-24,8	-11,7	-2,5	-15,7
-Modifications à l'ASC 715				-69,3		69,8	
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		-0,4					
<b>MASSE SALARIALE - intégrant ces ajustements</b>	<b>624,2</b>	<b>558,3</b>	<b>558,3</b>	<b>570,7</b>	<b>571,5</b>	<b>772,3</b>	<b>605,4</b>

<sup>1</sup>La ligne «Autres primes» correspond à l'ensemble des compensations versées aux employés en raison des conditions particulières, difficiles ou contraignantes d'exercice du travail. À titre d'exemple, on y retrouve les primes pour quart de travail, les primes d'éloignement, les primes pour direction de travail ou pour remplacement d'employés de niveau supérieur ainsi que les primes pour travail les jours fériés ou dans des conditions d'urgence.

On peut observer une augmentation des salaires de base de 8,8 % entre la valeur reconnue pour 2017 et l'année témoin 2018 et une augmentation du temps supplémentaire de 12,7 % pour la même période.

**L'AHQ-ARQ est d'avis que la hausse du temps supplémentaire n'est pas justifiable et elle recommande à la Régie de retrancher 4,0 M\$ du montant demandé de 38,1 M\$ pour l'année témoin 2018.**

De plus, l'AHQ-ARQ observe une augmentation significative de 55 cadres (14,6 %) entre 2016 et 2018, tel qu'il apparaît au tableau suivant qu'elle a préparé.

<sup>84</sup> B-0064, HQD-15, document 1.1, page 34, tableau R-4.1.

**Tableau AHQ-ARQ-6**  
**Évolution du ratio d'encadrement du Distributeur**

	Cadres	Total	Ratio
	ETC	ETC	d'encadrement
			non cadre/cadre
Année témoin 2018	431	5687	12,2
Année de base 2017	413	5532	12,4
Autorisé 2017 ajusté	386	5496	13,2
2016	376	5574	13,8
2015	381	5785	14,2
2014	414	6037	13,6
2013	451	6367	13,1
Sources:			
B-0026, HQD-8, document 2, page 6, tableau 2.			
R-3980-2016, B-0028, HQD-8, document 2, page 9, tableau 2.			
R-3933-2015, B-0027, HQD-8, document 2, page 8, tableau 2.			
R-3905-2014, B-0024, HQD-8, document 2, page 7, tableau 2.			

On peut y observer que le ratio d'encadrement était à la hausse entre 2013 et 2015 pour ensuite atteindre une valeur de 13,2 autorisée pour 2017. En 2018, il subit une baisse significative à 12,2.

Le Distributeur fournit certaines justifications pour cette valeur<sup>85</sup> mais, pour les motifs invoqués au début de cette section 7, l'AHQ-ARQ n'est pas en accord avec celles-ci.

Une valeur de ratio d'encadrement de 13,0 pour 2018 correspondrait à un nombre de 406 ETC cadres au lieu de 431 ETC soit une réduction de 25 ETC. En utilisant la valeur moyenne du coût unitaire de main d'œuvre de 179 493 \$ pour les cadres<sup>86</sup>, une telle réduction correspondrait à une réduction de l'ordre de 4,5 M\$.

<sup>85</sup> B-0084, HQD-15, document 4, page 17, réponse 11.1.

<sup>86</sup> B-0026, HQD-8, document 2, page 17, tableau A-1.

**L'AHQ-ARQ est d'avis que la baisse du ratio d'encadrement n'est pas justifiable et elle recommande à la Régie de retenir la valeur de 13,0 employés par cadre pour l'année témoin 2018 et ainsi de retrancher 4,5 M\$ de la masse salariale pour l'année témoin 2018.**

**De plus, pour les motifs invoqués au début de cette section 7, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les charges de masse salariale pour l'évolution des coûts liés au développement des marchés (2,6 M\$) et pour l'amélioration des services à la clientèle affaires (2,4 M\$)<sup>87</sup>, pour un total de 5,0 M\$.**

D'autre part, dans sa décision D-2017-022, la Régie observait une surestimation systématique depuis 2011 du salaire de base entre le montant autorisé et le réel, pour une moyenne de 32,1 M\$ sur la période 2011-2015 et constatait que l'écart serait encore plus grand si on ne tenait pas compte des réductions qu'elle avait demandées<sup>88</sup>. Or, la tendance à la surestimation du salaire de base s'est poursuivie en 2016 alors que le Distributeur prévoyait initialement 437,3 M\$<sup>89</sup> et que le réel a plutôt été de 413,0 M\$<sup>90</sup>.

Aussi, l'AHQ-ARQ est préoccupée par les transferts aller-retour des ressources informatiques, ce qui a possiblement engendré des coûts non productifs<sup>91</sup>.

Enfin, pour les motifs invoqués au début de cette section 7, l'AHQ-ARQ n'est pas en accord avec l'augmentation demandée pour 2018 de 40 ETC afin de réduire son temps de cycle, de 42 ETC visant à obtenir à accroître la flexibilité de ses opérations et de 18 ETC pour les activités de stratégie, gouvernance et amélioration continue<sup>92</sup>.

---

<sup>87</sup> B-0087, HQD-15, document 7, page 8, tableau R-2.2; B-0080, HQD-15, document 1.3, page 7, tableau R-3.1.

<sup>88</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, page 103, paragraphes 373 et 374.

<sup>89</sup> Décision D-2016-033, dossier R-3933-2015, page 108, tableau 20.

<sup>90</sup> B-0064, HQD-15, document 1.1, page 34, tableau R-4.1.

<sup>91</sup> B-0084, HQD-15, document 4, pages 3 à 5, réponses 1.1 à 1.4.

<sup>92</sup> B-0020, HQD-8, document 2, page 9 et 10; B-0080, HQD-15, document 1.3, page 69, réponse 28.1.

Pour tenir compte des trois paragraphes précédents, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'appliquer une réduction additionnelle de 10 M\$ aux charges de masse salariale pour 2018, portant le total des recommandations de cette section 7.1 à une réduction de 23,5 M\$.

## 7.2. Autres charges directes

Le tableau suivant montre l'évolution des autres charges directes entre 2016 et 2018 :

**TABLEAU 1 :  
AUTRES CHARGES DIRECTES (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 Ajustée des réorganisations	Année de base	
Dépenses de personnel et indemnités	19,2	18,1	18,0	17,1	18,4
Services externes et ressources financières	251,8	260,6	259,2	264,5	301,2
Services externes	158,4	154,8	153,4	160,9	185,8
<i>Maîtrise de la végétation</i>	58,3	59,0	59,0	59,0	72,6
<i>Courrier, messagerie</i>	21,5	20,6	20,6	20,1	19,6
<i>Services professionnels et autres</i>	78,6	75,2	73,8	81,8	93,6
Ressources financières	93,4	105,8	105,8	103,6	115,4
<i>Mauvaises créances</i>	86,1	93,3	93,3	87,3	93,4
<i>Comptes à recevoir, intérêts et autres</i>	18,1	4,5	4,5	8,6	9,6
<i>Provision - Pannes majeures</i>		8,0	8,0	8,0	8,0
<i>Compte d'écarts - Pannes majeures<sup>1</sup></i>	-4,1				4,1
<i>Compte d'écarts - Programme Conversion à l'électricité<sup>2</sup></i>				-0,3	0,3
<i>Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes<sup>3</sup></i>	-12,1				
<i>Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis</i>	5,4				
Stocks, achats, locations et autres	137,6	114,4	114,2	116,8	117,5
<b>AUTRES CHARGES DIRECTES</b>	<b>408,6</b>	<b>393,1</b>	<b>391,4</b>	<b>398,4</b>	<b>437,1</b>
<i>Activités de base</i>					
- <i>Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes</i>	-12,1				
- <i>Compte d'écarts - Pannes majeures</i>	-4,1				
- <i>Compte d'écarts - Programme Conversion à l'électricité</i>				-0,3	
- <i>Parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes</i>		3,0	3,0		3,0
- <i>Autres activités de base</i>	270,0	228,8	227,1	242,0	248,0
Facteurs Y (voir HQD-8, document 1, annexe A)	149,4	181,3	161,3	156,7	181,7
Facteurs Z					
- <i>Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures</i>					4,1
CER pré-MRI					
- <i>Programme Conversion à l'électricité</i>					0,3
- <i>PCGR des États-Unis</i>	5,4				
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		-1,7			
<b>AUTRES CHARGES DIRECTES - intégrant ces ajustements</b>	<b>408,6</b>	<b>391,4</b>	<b>391,4</b>	<b>398,4</b>	<b>437,1</b>

<sup>1</sup> Voir la pièce HQD-9, document 7, section 7

<sup>2</sup> Voir la pièce HQD-9, document 7, section 10

<sup>3</sup> Voir la pièce HQD-9, document 7, section 9

On peut observer une augmentation de 11,7 % des autres charges directes entre la valeur de 391,4 M\$ reconnue pour 2017 et la valeur de 437,1 M\$ pour l'année témoin 2018.

**D’abord, comme elle l’a fait à la section précédente pour la masse salariale, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les charges de dépenses de personnel et indemnités de 0,8 M\$ et les charges de services professionnels et autres de 2,7 M\$ pour l’évolution des coûts liés au développement des marchés, de même que les charges de services professionnels et autres de 0,2 M\$ pour l’amélioration des services à la clientèle affaires<sup>93</sup>, pour un total de 3,7 M\$.**

Ensuite, dans sa décision D-2017-022, la Régie observait une surestimation systématique depuis 2011 des « Charges de services professionnels et autres » entre le montant demandé par le Distributeur et le réel (surestimation moyenne de 24,2 M\$ sur la période 2011-2015) et entre le montant autorisé et le réel (surestimation moyenne de 17,2 M\$ sur la période 2011-2015). Or, la tendance s’est poursuivie en 2016 avec une surestimation de 24,6 M\$ par rapport au montant demandé et de 12,4 M\$ par rapport au montant autorisé<sup>94</sup>.

**Pour tenir compte de la surestimation systématique des charges de services professionnels et autres au cours des six dernières années, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire ce poste de 10 M\$ pour l’année 2018, en plus des réductions recommandées plus haut et portant le total des recommandations de cette section 7.2 à une réduction de 13,7 M\$.**

### 7.3. Vice-présidence Technologie de l’information et des communications

Le tableau suivant montre l’évolution des charges de la Vice-présidence Technologie de l’information et des communications (la « VPTIC ») imputées au Distributeur de 2016 et 2018, sans les impacts de l’ASC 715<sup>95</sup> :

---

<sup>93</sup> B-0087, HQD-15, document 7, page 8, tableau R-2.2; B-0080, HQD-15, document 1.3, page 7, tableau R-3.1.

<sup>94</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, page 104, paragraphe 377; B-0027, HQD-8, document 3, page 5, tableau 1.

<sup>95</sup> B-0064, HQD-15, document 1.1, page 38, tableau R-5.1C.



**TABLEAU R-5.1C:  
CHARGES DU DISTRIBUTEUR EN PROVENANCE DE LA VPTIC  
SANS L'IMPACT DES MODIFICATIONS À L'ASC 715 (M\$)**

Produits et services	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base	
Postes de travail TIC	46,1	45,0	45,0	45,0	41,6
Produits TIC d'entreprise	35,0	29,6	29,6	29,6	54,1
Produits d'exploitation TIC	74,2	79,1	73,2	73,1	61,4
Conduite du réseau	2,1	2,6	2,6	2,6	3,8
Radios mobiles	13,5	13,5	13,5	13,5	13,7
Postes et centrales	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Centres d'appel, consoles téléphoniques et autres	25,3	23,3	23,3	23,3	21,8
Services de développement TIC	12,1	8,6	11,4	10,5	12,6
<b>CHARGES TOTALES</b>	<b>208,8</b>	<b>202,1</b>	<b>199,0</b>	<b>198,0</b>	<b>209,4</b>
Variation du coût de retraite non réparti par produits	-	-	-	(2,4)	(10,9)
Variation du coût des autres régimes non réparti par produits	-	-	-	2,0	2,0
<b>CHARGES TOTALES excluant l'impact de l'ASC 715</b>	<b>208,8</b>	<b>202,1</b>	<b>199,0</b>	<b>197,6</b>	<b>200,5</b>

On peut observer une augmentation de 3,6 % des charges de la VPTIC entre la valeur de 202,1 M\$ reconnue pour 2017 et la valeur de 209,4 M\$ pour l'année témoin 2018.

Dans sa décision D-2017-022, la Régie observait une surestimation systématique depuis 2011 des charges de la VPTIC entre le montant demandé par le Distributeur et le réel (surestimation moyenne de 15,5 M\$ sur la période 2011-2015) et entre le montant autorisé et le réel (surestimation moyenne de 10,9 M\$ sur la période 2011-2015). Or, la tendance s'est poursuivie en 2016 avec une surestimation de 17,7 M\$ par rapport au montant demandé et au montant autorisé<sup>96</sup>.

De plus, la Régie notait que la VPTIC avait tendance à sous-estimer sa capacité à générer des gains d'efficience<sup>97</sup>.

**Pour tenir compte de la surestimation systématique des charges de la VPTIC imputées au Distributeur au cours des six dernières années, l'AHQ-**

<sup>96</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, pages 105 et 106, paragraphe 377; B-0028, HQD-8, document 4, page 6, tableau 2.

<sup>97</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, page 29, paragraphes 71 à 73.

**ARQ recommande à la Régie de réduire ce poste de 10 M\$ pour l'année 2018.**

## 8. Autres charges – Achats de combustible

Au niveau des achats de combustible, le Distributeur a d’abord présenté le tableau suivant<sup>98</sup> :

**TABLEAU 2 :  
DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE**

Description	Année historique 2016		2017				Année témoin 2018	
			D-2017-022		Année de base			
	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres	M\$	M litres
Mazout - Réseaux autonomes	61,2	75,7	68,9	78,7	66,5	77,9	78,2	79,5
Interventions en efficacité énergétique (Compensation mazout - PUEE)	10,1		10,0		9,7		11,7	
Groupes électrogènes de secours	5,4	1,4	7,1	3,0	6,8	3,0	6,9	3,0
Location et entretien	4,3		4,5		4,8		4,8	
Combustible	1,1	1,4	2,6	3,0	2,0	3,0	2,0	3,0
Rapides-des-Joachims	0,4		0,3		0,3		0,4	
<b>Total</b>	<b>77,1</b>		<b>86,2</b>		<b>83,3</b>		<b>97,2</b>	

Selon ce tableau, les coûts de combustible pour l’année témoin 2018 sont de 97,2 M\$ soit une hausse de 17 % par rapport à la valeur de l’année de base 2017.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a produit une nouvelle prévision qu’on retrouve dans le tableau suivant<sup>99</sup> :

<sup>98</sup> B-0031, HQD-8, document 6, page 6, tableau 2.

<sup>99</sup> B-0080, HQD-15, document 1.3, page 89, tableau R-36.1-B.

**TABLEAU R-36.1-B :  
DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE**

Description	Année historique 2016		2017				Année témoin 2018	
	M\$	M litres	D-2017-022		Année de base		M\$	M litres
			M\$	M litres	M\$	M litres		
Mazout - Réseaux autonomes	61,2	75,7	68,9	78,7	65,7	77,9	69,0	79,5
Interventions en efficacité énergétique (Compensation mazout - PUEÉ)	10,1		10,0		9,5		9,6	
Groupes électrogènes de secours	5,4	1,4	7,1	3,0	6,8	3,0	6,9	3,0
Location et entretien	4,3		4,5		4,8		4,8	
Combustible	1,1	1,4	2,6	3,0	2,0	3,0	2,0	3,0
Rapides-des-Joachims	0,4		0,3		0,3		0,4	
<b>Total</b>	<b>77,1</b>		<b>86,2</b>		<b>82,3</b>		<b>85,9</b>	

Cette mise à jour de la prévision montre une réduction de 11,3 M\$ des coûts de combustible pour 2018 par rapport à la prévision précédente.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire les coûts des achats de combustible de 11,3 M\$ pour l'année 2018.**

## 9. Interventions en efficacité énergétique

Pour l'année témoin 2018, le Distributeur présente un budget de 110 M\$ pour les interventions en efficacité énergétique en vue de générer des réductions des besoins en énergie d'environ 450 GWh, de même qu'une réduction de ses besoins de puissance de près de 400 MW<sup>100</sup>. L'AHQ-ARQ apporte ici quelques remarques sur les interventions prévues.

### **Test de neutralité tarifaire (« TNT »)**

Le Distributeur présente les résultats des analyses économiques des interventions qu'il propose<sup>101</sup> :

**TABLEAU 6 :  
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (M\$ ACTUALISÉS DE 2018)**

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	68	128	-42
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	119	172	-25
Marché Affaires - Industriel	73	87	1
Réseaux autonomes	32	8	19
Innovations technologiques et commerciales	-8	0	-8
Gestion de la demande en puissance	61	22	38
Activités communes	-6	0	-6
<b>TOTAL - Interventions du Distributeur</b>	<b>338</b>	<b>417</b>	<b>-23</b>

Les analyses économiques de ces interventions montrent un test de neutralité tarifaire (« TNT ») de -23 M\$ indiquant ainsi que l'ensemble des interventions proposées par le Distributeur ne seraient pas rentables. L'AHQ-ARQ est préoccupée par une telle situation qui exerce une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur.

<sup>100</sup> B-0041, HQD-10, document 1, pages 6 et 7.

<sup>101</sup> B-0041, HQD-10, document 1, page 16, tableau 6.

Par conséquent, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie d’exiger du Distributeur qu’il présente des interventions en efficacité énergétique qui montrent des tests de neutralité tarifaire positifs.

***Gestion de la demande en puissance***

Comme elle l’a exprimé plus haut aux sections 4.3 et 6.2, l’AHQ-ARQ est préoccupée par les crédits consentis pour le programme de gestion de la demande en puissance. Elle pourra revenir sur cette préoccupation lors des audiences suite aux réponses du Distributeur aux demandes de renseignements no. 4 de la Régie.

***Justesse des prévisions budgétaires***

Le tableau suivant montre notamment l’évolution des charges des interventions en efficacité énergétique de 2016 à 2018<sup>102</sup> :

**TABLEAU 3 :  
FACTEURS Y (M\$)**

Description	Année historique 2016	2017		Année témoin 2018	Variation 2018 vs D-2017-022
		D-2017-022	Année de base		
Coût de retraite	25,7	22,3	113,5	126,8	104,5
Stratégie pour la clientèle à faible revenu <sup>1</sup>	25,2	31,7	25,7	29,3	-2,4
Dépense de mauvaises créances <sup>1</sup>	66,5	68,3	67,1	71,0	2,7
Interventions en efficacité énergétique	16,5	20,0	20,0	25,0	5,0
Maîtrise de la végétation	64,5	67,5	67,1	84,1	16,6
<b>Total - Facteurs Y</b>	<b>198,4</b>	<b>209,8</b>	<b>293,4</b>	<b>336,2</b>	<b>126,4</b>

<sup>1</sup> D-2017-022 reflétant les modifications apportées à la présentation des données, comme indiqué à la section 2.2, page 11

On peut observer une augmentation de 25 % des charges des interventions en efficacité énergétique entre la valeur de 20,0 M\$ reconnue pour 2017 et la valeur de 25,0 M\$ pour l’année témoin 2018.

Dans sa décision D-2017-022, la Régie observait une surestimation systématique depuis 2011 des charges des interventions en efficacité énergétique entre le montant demandé par le Distributeur et le réel

<sup>102</sup> B-0025, HQD-8, document 1, page 9, tableau 3.

(surestimation moyenne de 15,6 M\$ sur la période 2011-2015) et entre le montant autorisé et le réel (surestimation moyenne de 14,0 M\$ sur la période 2011-2015). Or, la tendance s'est poursuivie en 2016 avec une surestimation de 18,6 M\$ par rapport au montant demandé et de 3,5 M\$ par rapport au montant autorisé<sup>103</sup>.

**Pour tenir compte de la surestimation systématique des charges des interventions en efficacité énergétique au cours des six dernières années, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire ce poste de 8 M\$ pour l'année 2018.**

---

<sup>103</sup> Décision D-2017-022, dossier R-3980-2016, pages 117 et 118, paragraphes 432 à 434; B-0025, HQD-8, document 1, page 9, tableau 3.

---

## 10. Conclusions 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. Avec l'examen de ses indicateurs d'efficience, l'AHQ-ARQ constate le besoin de poursuivre la réduction des coûts du Distributeur en 2018.
2. L'AHQ-ARQ constate la bonne performance du Distributeur traduite par les indicateurs de qualité du service qui se sont améliorés et ce, même avec le contrôle de ses coûts et la réduction de sa masse salariale en termes d'ETC, poursuivie depuis 2008.
3. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de fournir une démonstration de la fin des surplus en énergie à compter de 2027.
4. À défaut d'une telle démonstration, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de modifier comme suit le signal de coût évité de l'énergie sur le réseau intégré, sans mention au-delà de 2026 :
  - 2018 à 2026 inclusivement :
    - o le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;
    - o le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation.
5. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier le signal de coût évité en puissance pour le réseau intégré comme suit :
  - Pour les hivers 2017-2018 à 2024-2025, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation).



- À compter de l'hiver 2025-2026, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation).
6. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de produire, pour la prochaine cause tarifaire, une étude qui explique les variations des taux de pertes de distribution sur la période de 2004 à 2016.
  7. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour la prévision de la demande pour tenir compte de la décision D-2017-119 rejetant le programme de Conversion à l'électricité.
  8. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un coût d'achats de puissance de 2,6 M\$ pour l'hiver 2016-2017.
  9. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 3,5 M\$ pour les achats de puissance de l'hiver 2017-2018.
  10. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 4,7 M\$ pour les achats de puissance de décembre 2018.
  11. L'AHQ-ARQ est d'avis que la hausse du temps supplémentaire n'est pas justifiable et elle recommande à la Régie de retrancher 4,0 M\$ du montant demandé de 38,1 M\$ pour l'année témoin 2018.
  12. L'AHQ-ARQ est d'avis que la baisse du ratio d'encadrement n'est pas justifiable et elle recommande à la Régie de retenir la valeur de 13,0 employés par cadre pour l'année témoin 2018 et ainsi de retrancher 4,5 M\$ de la masse salariale pour l'année témoin 2018.
  13. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les charges de masse salariale pour l'évolution des coûts liés au développement des marchés (2,6 M\$) et pour l'amélioration des services à la clientèle affaires (2,4 M\$), pour un total de 5,0 M\$.

14. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'appliquer une réduction additionnelle de 10 M\$ aux charges de masse salariale pour 2018.
15. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les charges de dépenses de personnel et indemnités de 0,8 M\$ et les charges de services professionnels et autres de 2,7 M\$ pour l'évolution des coûts liés au développement des marchés, de même que les charges de services professionnels et autres de 0,2 M\$ pour l'amélioration des services à la clientèle affaires, pour un total de 3,7 M\$.
16. Pour tenir compte de la surestimation systématique des charges de services professionnels et autres au cours des six dernières années, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire ce poste de 10 M\$ pour l'année 2018.
17. Pour tenir compte de la surestimation systématique des charges de la Vice-présidence Technologie de l'information et des communications imputées au Distributeur au cours des six dernières années, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire ce poste de 10 M\$ pour l'année 2018.
18. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire les coûts des achats de combustible de 11,3 M\$ pour l'année 2018.
19. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il présente des interventions en efficacité énergétique qui montrent des tests de neutralité tarifaire positifs.
20. Pour tenir compte de la surestimation systématique des charges des interventions en efficacité énergétique au cours des six dernières années, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de réduire ce poste de 8 M\$ pour l'année 2018.