

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°1  
DE L'UC**



## 1 Pénétration des véhicules électriques

---

### Références

- (i) HQD-2, document 2, page 13.
- (ii) R-4060-2018, HQD-1, document 1, page 28.
- (iii) D-2019-127,

### Préambule

- (i) Pour l'année 2019, le Distributeur anticipe des ventes d'électricité de 0,2 TWh en lien avec les véhicules électriques. Ces ventes devraient atteindre 2 TWh en 2029, soit une augmentation de 1,8 TWh à l'horizon du Plan. Les véhicules électriques auront un effet important sur les ventes d'électricité aux secteurs résidentiel et commercial. Le nombre de véhicules électriques en circulation en 2029 est évalué à 635 000, dont environ 80% seraient entièrement électriques. Cette augmentation anticipée du taux de diffusion des véhicules électriques fait en sorte qu'ils devraient représenter environ 11 % du parc automobile du Québec à l'horizon 2029.
- (ii) À l'horizon 2026, le Distributeur anticipe que 80 % des VÉ sur les routes du Québec seront des VEÉ ou de nouveaux VHR capables de se recharger sur une BRCC.
- (iii) [188] En conséquence, la Régie établit la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation du service public de recharge pour véhicules électriques et détermine les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques, tels que présentés dans la preuve du Distributeur, jusqu'au 31 mars 2021.

[189] Au-delà de cette période, la Régie ordonne au Distributeur de lui présenter une mise à jour de ses hypothèses et du plan de déploiement du Projet, dans le cadre d'un dossier spécifique conformément au cadre et au traitement réglementaires alors en vigueur, afin de lui permettre d'établir la juste valeur des actifs et de déterminer la valeur des dépenses nécessaires afférentes à la poursuite du Projet.

- 1.1 Veuillez concilier la prévision selon laquelle environ 80% des véhicules électriques seraient entièrement électriques en 2029 avec la prévision selon laquelle, en 2026, 80 % des VÉ sur les routes du Québec seront des VEÉ ou de nouveaux VHR capables de se recharger sur une BRCC.

**Réponse :**

1            Dans le cadre du dossier R-4060-2018, le Distributeur a soumis un scénario  
2            d’évolution des véhicules électriques aux fins d’une analyse économique dans  
3            le cadre d’un déploiement de BRCC au Québec.

4            Dans le cadre du présent Plan, l’équipe responsable de la prévision de la  
5            demande a retenu les principales orientations soumises lors du dossier  
6            R-4060-2018 pour établir l’impact des véhicules électriques sur la demande  
7            d’électricité. Toutefois, certains paramètres ont dû être adaptés pour les  
8            intégrer dans les modèles de prévision de la demande. Notamment, la prévision  
9            de la demande retient seulement deux catégories de véhicules, soit les  
10            véhicules entièrement électriques (VEÉ) et les véhicules hybrides  
11            rechargeables (VHR) sans distinction entre ceux qui ont la capacité de se  
12            recharger aux BRCC et les autres.

13            De plus, le Distributeur soutient que l’équipe responsable de la prévision de la  
14            demande modifie sur une base régulière l’impact des différents usages et  
15            secteurs de consommation, ce qui inclut l’usage des véhicules électriques.

16            Le tableau R-1.2 montre que, selon la prévision de la demande du Plan, les VEÉ  
17            et les VHR composeront respectivement 80 % et 20 % des véhicules électriques  
18            au Québec à l’horizon 2026. Ce ratio est maintenu jusqu’à 2029. Par ailleurs, ce  
19            positionnement est similaire à celui de l’EIA pour les États-Unis<sup>1</sup>.

**TABLEAU R-1.2 :**  
**PRÉVISION DU NOMBRE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Véhicules électriques</b>	91 585	124 960	165 010	213 960	271 810	340 785	411 985	478 825	552 897	635 000
<b>VEÉ</b>	49 718	73 191	103 721	143 659	194 150	262 404	329 588	383 060	442 318	508 000
<b>VHR</b>	41 867	51 769	61 289	70 301	77 660	78 381	82 397	95 765	110 579	127 000

1.2 Veuillez présenter pour chacune des années du Plan, la prévision du nombre de véhicules électriques en distinguant les véhicules entièrement électriques et les véhicules hybrides rechargeables capables de se recharger sur une BRCC.

**Réponse :**

20            Voir la réponse à question 1.1.

<sup>1</sup> <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

- 1.3 Veuillez préciser si la prévision des ventes d'électricité de 2 TWh associées aux véhicules électriques suppose le déploiement complet du Projet de réseau de bornes de recharge rapide du Distributeur, incluant les bornes prévues au-delà de 2021.

**Réponse :**

- 1           **Le Distributeur confirme que la prévision suppose le déploiement complet du**  
2           **projet de réseau de bornes de recharge rapide du Distributeur, incluant les**  
3           **bornes prévues au-delà de 2021.**

---

## 2 Culture du cannabis

---

### Références

- (i) HQD-2, document 2, page 13
- (ii) <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1478895/faillites-cannabis-marijuana-producteurs-protection-creanciers>
- (iii) <https://www.lapresse.ca/affaires/entreprises/202003/04/01-5263338-canopy-growth-elimine-500-emplois.php>
- (iv) <https://www.lesaffaires.com/secteurs-d-activite/commerce-de-detail/des-producteurs-de-cannabis-attendent-leur-licence-pour-cultiver-en-plein-air/610358>

### Préambule

- (i) Depuis la légalisation du cannabis en octobre 2018, plusieurs serres de cannabis ont vu le jour et ont été raccordées au réseau. Le Distributeur croit que cette tendance se perpétuera tout au long de la période couverte par le Plan. Il en va de même pour les serres vivrières qui ont connu un certain essor ces dernières années. En conséquence, le Distributeur anticipe une hausse des ventes en lien avec les activités de serriculture allant de 0,3 TWh en 2019 à 1,2 TWh en 2029. La majorité de cette hausse est attribuable à la culture du cannabis récréatif et pharmaceutique.
- (ii) Après un boom dans l'industrie du cannabis au Canada, l'heure est au ménage : des initiés du secteur estiment que « plusieurs » entreprises disparaîtront d'ici la fin de l'année.
- (iii) Canopy Growth Corporation (TSX: WEED) (NYSE: CGC) (« Canopy Growth » ou la « Société ») a annoncé aujourd'hui que la Société prévoit fermer ses installations d'Aldergrove et de Delta, en Colombie-Britannique, ce qui entraînera la suppression d'environ 500 postes. De plus, la Société n'envisage plus de mettre en production une troisième serre à Niagara-on-the-Lake, en Ontario. Ces mesures font partie des efforts déployés par la Société pour harmoniser l'offre et la demande tout en améliorant l'efficacité de sa production au fil du temps.

Les serres de la Colombie-Britannique totalisent environ 3 millions de pieds carrés d'espaces de production autorisés. Elles ont été mises en service en février 2018, à la suite d'une période de modernisation progressive visant à permettre à Canopy Growth de prendre de l'expansion en vue d'approvisionner le nouveau marché canadien du cannabis destiné aux adultes. Environ 17 mois après la création du marché du cannabis légal destiné aux adultes, le marché récréatif canadien n'a pas connu la croissance anticipée, ce qui a créé des problèmes de fonds de roulement et de rentabilité dans l'ensemble de l'industrie. De plus, la Société a réalisé d'importants investissements dans la production en serre avant que la réglementation fédérale autorisant la culture extérieure ne soit adoptée. La Société exploite maintenant un site de production extérieure afin de favoriser une culture plus rentable, ce qui jouera un rôle fondamental en vue de répondre à la demande pour certains produits qui dépendent des extraits de cannabis.

- (iv) Selon Mme VanderMarel, la culture intérieure coûte environ 2 \$ par gramme, ou entre 90 cents et 1 \$ par gramme dans une serre. La culture de cannabis en plein air devrait être « nettement moins cher », au coût estimé de 25 cents par gramme.

- 2.1 Veuillez concilier la prévision de croissance des ventes en lien avec la culture du cannabis avec les difficultés que vit cette industrie.

**Réponse :**

- 1            **Le Distributeur fait un suivi de l'état d'avancement des projets de raccordement**  
2            **qui lui sont acheminés. D'après le Distributeur, les projets de raccordement les**  
3            **plus probables et considérés dans la prévision tiennent compte**  
4            **intrinsèquement des difficultés que vit cette industrie. Sur la base de ces**  
5            **éléments, le Distributeur ajuste sa prévision notamment en prenant en**  
6            **considération certains délais dans l'exécution de ces projets.**

- 2.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a pris en compte le fait que la culture extérieure du cannabis, moins coûteuse, pourrait concurrencer voire remplacer en grande partie la culture en serre du cannabis récréatif et pharmaceutique.

**Réponse :**

- 7            **Le Distributeur n'a pas fait d'évaluation de l'impact potentiel de la culture**  
8            **extérieure du cannabis.**

- 2.3 Veuillez préciser, pour chacune des années du plan, la prévision des ventes d'énergie pour la culture du cannabis récréatif et pharmaceutique en spécifiant les principales hypothèses sous-jacentes à cette prévision.

**Réponse :**

1            **Le tableau R-2.3 présente la ventilation des ventes d’énergie pour la culture du**  
2            **cannabis (récréatif et pharmaceutique).**

3            **Le Distributeur précise qu’il ne dispose pas des données nécessaires pour**  
4            **distinguer les ventes d’énergie en lien avec le cannabis récréatif de celles en**  
5            **lien avec le cannabis pour usage pharmaceutique.**

**TABLEAU R-2.3 :**  
**PRÉVISION DES VENTES POUR LA CULTURE EN SERRES**

<i>En TWh</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Serres vivrières</i>	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
<i>Serres de cannabis</i> <i>(récréatif et pharmaceutique)</i>	0.2	0.5	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
<b>Total</b>	<b>0.4</b>	<b>0.7</b>	<b>1.0</b>	<b>1.1</b>	<b>1.2</b>	<b>1.2</b>	<b>1.2</b>	<b>1.2</b>	<b>1.2</b>	<b>1.2</b>

6            **Quant aux hypothèses sous-jacentes à la prévision, voir les réponses aux**  
7            **questions 2.1 et 3.3 de l’AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

### 3 Production photovoltaïque

---

**Référence**

(i) HQD-2, document 2, page 14 de 58

**Préambule**

(i) L’accroissement du taux de diffusion des systèmes photovoltaïques résidentiels et commerciaux entraînera une baisse des ventes du Distributeur de 1,3 TWh à l’horizon 2029. À l’horizon du Plan, le Distributeur estime que 70 % de la production photovoltaïque proviendra des systèmes résidentiels contre 30 % pour les systèmes commerciaux.

3.1 Veuillez présenter les références et hypothèses sous-jacentes à l’évaluation de la baisse de 1,3 TWh des ventes due à la diffusion des systèmes photovoltaïques.

**Réponse :**

8            **La diffusion des systèmes photovoltaïques au Québec est basée sur une**  
9            **analyse de rentabilité des systèmes par type de clientèle. Les hypothèses sous-**  
10           **jacentes à l’évaluation de cette rentabilité sont, entre autres :**

- 11            • hausse des tarifs d’électricité à l’inflation ;

- 1                   • réduction de près de 50 % des coûts d'installation réelles des systèmes  
2                   photovoltaïques d'ici la fin de la période couverte par le Plan (Source :  
3                   McKinsey, National Renewable Energy Laboratory [NREL]) ;  
4                   • relation entre le taux d'adoption et la rentabilité des systèmes (Source :  
5                   McKinsey) ;  
6                   • maintien de l'option de mesurage net actuellement en vigueur ;  
7                   • rendement moyen annuel des systèmes photovoltaïques de  
8                   1 200 kWh/kW pour le Québec (Source : NREL).

9                   De plus, le Distributeur effectue une vigie d'autres sources selon leur  
10                  disponibilité dans l'établissement de son positionnement.

#### 4 Réchauffement climatique

---

##### Références

- (i) HQD-2, document 2, page 26, figure 2.1  
(ii) HQD-2, document 2, page 28, figure 2.2

##### Préambule

- (i) Ces graphiques présentent les facteurs de croissances et de décroissances des ventes aux secteurs résidentiel et commercial. Dans les deux cas, le réchauffement climatique apparaît comme un facteur de décroissance des ventes.

4.1 Veuillez présenter les effets des changements climatiques pour chacun des secteurs résidentiel et commercial en distinguant la baisse des besoins en chauffage et la hausse des besoins en climatisation.

##### Réponse :

11                  **Voir la réponse à la question 10.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**



## 5 Conversion de chauffage

---

### Références

- (i) HQD-2, document 2, page 25
- (ii) HQD-2, document 2, page 27
- (iii) R-4043-2018, B-0018

[http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/455/DocPrj/R-4043-2018-B-0018-Demande-Piece-2018\\_07\\_04.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/455/DocPrj/R-4043-2018-B-0018-Demande-Piece-2018_07_04.pdf)

### Préambule

- (i) En contrepartie, d'autres facteurs contribuent à la hausse des ventes au secteur résidentiel, notamment :
  - le taux de diffusion du chauffage électrique, toujours à la hausse. En effet, les programmes comme Chauffez-vert de TEQ et les mesures législatives visant l'abolition du mazout accélèrent la transition du marché vers le tout électrique. Les effets collatéraux se traduisent également par un effritement accéléré de la clientèle à la biénergie résidentielle
- (ii) Sur la base des informations disponibles, les programmes de conversion à l'électricité et d'efficacité énergétique du gouvernement à l'intention des clients commerciaux et institutionnels sont pris en compte lors de la préparation de la prévision.
- (iii) À l'horizon 2023, le programme Chauffez Vert au résidentiel (49.1) a pour objectif de réduire la consommation de combustible fossile de 1 074 844 GJ et le programme Chauffez Vert CII (61.1) a pour objectif de réduire la consommation de combustible fossile de 287 803 GJ

5.1 Veuillez fournir, pour chacune des années du plan, la prévision des impacts énergétiques (énergie et puissance) associée à la conversion des systèmes de chauffage au résidentiel en distinguant les impacts énergétiques du programme Chauffez Vert et ceux des mesures législatives visant l'abolition du mazout.

### Réponse :

- 1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer les impacts du programme**
- 2 **Chauffez vert des mesures législatives visant l'abolition du mazout. Aux fins de**
- 3 **sa prévision, le Distributeur établit un accroissement du taux de diffusion du**
- 4 **chauffage des locaux électrique qui reflète globalement l'électrification de cet**
- 5 **usage. Le Distributeur estime que l'évolution prévue du taux de diffusion de**
- 6 **chauffage électrique est presque entièrement attribuable aux conversions à**
- 7 **l'électricité des systèmes de chauffage utilisant actuellement le mazout.**
- 8 **Le tableau R-5.1 présente l'impact en énergie associé à l'accroissement du taux**
- 9 **de diffusion des systèmes de chauffage résidentiel.**

**TABLEAU R-5.1 :  
IMPACTS DU TAUX DU CHAUFFAGE ÉLECTRIQUE SUR LA CROISSANCE ANNUELLE (GWH)**

2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	croissance 19-29 (TWh)
109	112	112	112	110	106	101	95	88	79	1,0

1            **La croissance en MW est obtenue implicitement au moyen du modèle de**  
 2            **prévision des besoins en puissance. Par conséquent, le Distributeur n’est pas**  
 3            **en mesure d’isoler l’effet de la conversion des systèmes de chauffage du**  
 4            **secteur résidentiel sur la croissance annuelle des besoins en puissance.**  
 5            **Cependant, le Distributeur estime que cet impact, en 2029, est d’environ**  
 6            **530 MW par rapport au niveau de 2019.**

5.2    Veuillez indiquer à quels programmes de conversion et d’efficacité énergétique le point  
 ii) fait référence

**Réponse :**

7            **Voir la réponse à la question 8.7 de la demande de renseignements n° 1 de la**  
 8            **Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).**

5.3    Le Plan Directeur de TÉQ ne dépassant pas l’Horizon 2023, veuillez indiquer, pour la  
 période 2024-2029 les hypothèses et les estimations d’impacts énergétiques (en énergie  
 et puissance) relatives à TÉQ utilisées par le Distributeur et intégrées à la prévision de  
 la demande.

**Réponse :**

9            **Le Distributeur anticipe que les conversions à l’électricité et l’efficacité**  
 10           **énergétique se poursuivront pour les années au-delà de 2023.**

11           **Pour l’essentiel, en ce qui concerne les programmes du Distributeur au Plan**  
 12           **directeur de TEQ, les hypothèses et estimations d’impacts énergétiques**  
 13           **intégrés au plan d’approvisionnement sont des projections des valeurs**  
 14           **approuvées par la Régie pour les programmes présentés dans ce plan directeur**  
 15           **de TEQ (dossier D-2018-088). En ce qui concerne le programme GDP Affaires,**  
 16           **qui fait l’objet d’un dossier spécifique à la Régie (dossier R-4041-2018), les**  
 17           **impacts en puissance dès l’hiver 2019-2020 et pour les suivants, inclus à la**  
 18           **prévision apparaissant au tableau 3.2 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009),**  
 19           **reposent sur la dernière estimation de la participation des clients à ce**  
 20           **programme dans l’hypothèse de la réalisation de la commercialisation requise**  
 21           **et d’un appui financier maintenu au niveau actuel, soit 70 \$/kW.**

## 6 Approvisionnement

### Références

- (i) HQD-2, document 3, page 18
- (ii) D-2019-092

### Préambule

- (i)

#### BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	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>38 783</b>	<b>39 489</b>	<b>40 196</b>	<b>40 550</b>	<b>40 815</b>	<b>41 056</b>	<b>41 139</b>	<b>41 064</b>	<b>41 287</b>	<b>41 522</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 445</b>	<b>43 234</b>	<b>44 013</b>	<b>44 464</b>	<b>44 812</b>	<b>45 106</b>	<b>45 225</b>	<b>45 152</b>	<b>45 402</b>	<b>45 666</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>										
<b>Approvisionnements planifiés</b>										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

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

- (ii) [10] Le 22 août 2018, la Régie publie la décision D-2018-1135 (la Décision) en vertu de laquelle elle émet une ordonnance de sauvegarde afin que le Distributeur puisse poursuivre son Programme pour l'hiver 2018-2019. Cependant, cette ordonnance est restreinte aux participants déclarés admissibles au Programme de l'hiver 2017-2018 et limite le montant de l'appui financier octroyé.

[37] Considérant ce qui précède,

La Régie de l'énergie :

PROLONGE l'ordonnance de sauvegarde émise à la décision D-2018-113 pour l'hiver 2019-2020;

6.1 Veuillez justifier la progression de la puissance associée au programme GDP affaires alors que l'ordonnance de sauvegarde ne dépasse pas l'hiver 2019-2020.

### Réponse :

1

Voir les pièces B-0061 et B-0062 déposées au dossier R-4041-2018 – Phase 2.

## 7 Hilo

### Référence

(i) HQD-2, document 3, page 27

### Préambule

(i)

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
<b>GDP résidentielle</b>	<b>2</b>	<b>17 %</b>
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

7.1 Veuillez indiquer si la ligne identifiée en jaune au tableau i) concerne le taux de réserve des programmes de Hilo.

### Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

7.2 Veuillez indiquer si le taux de réserve des programmes sous la responsabilité de Hilo sera constant tout au long de l’horizon du plan.

### Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 13.2 de l’AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2.**

7.3 Veuillez expliquer pourquoi le taux de réserve d’un moyen de gestion de la demande contrôlé par un agrégateur présente le même taux de réserve qu’un moyen de gestion de nature comportementale comme la tarification dynamique.

### Réponse :

3 **Le taux de réserve d’un moyen de gestion dépend principalement de ses**  
 4 **modalités. Dans le cas de ces deux moyens, les modalités sont identiques.**

1            **Le Distributeur précise également que, pour la tarification dynamique, le taux**  
 2            **de réserve a été calculé uniquement pour le tarif Flex, qui est la seule option de**  
 3            **tarification dynamique incluse au bilan de puissance pour le moment. Celle-ci**  
 4            **constitue un moyen de gestion de la demande de puissance, au même titre que**  
 5            **les autres moyens de GDP.**

## 8 Moyens additionnels de gestion de la demande

### Références

- (i) HQD-2, document 3, page 58
- (ii) HQD-2, document 3, page 21
- (iii) Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement

### Préambule

(i)

Mesures	Segment	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ regroupé (MW)
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Unifamilial – Plinthes	65,3	92,3	308,1
	Triplex – Plinthes	65,2	92,3	115,7
	Logements – Plinthes	63,2	92,3	500,1
	Unifamilial – Centraux	27,1	92,3	179,9
	Jumelé/Duplex – Centraux	32,1	92,3	8,4
	Triplex – Centraux	36,8	92,3	3,0
	<i>Sous-total</i>			
Chauffe-eau – Contrôlé par le Distributeur	60 gal - usage modéré	44,2	71,8	4,7
	60 gal - usage élevé	31,1	71,8	2,6
	40 gal - usage modéré	51,6	71,8	7,9
	40 gal - usage élevé	34,0	71,8	15,2
	<i>Sous-total</i>			
<b>TOTAL</b>				<b>1 145,6</b>

(ii)

La filiale Hilo d'Hydro-Québec assurera la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges. La livraison des services sera encadrée par un contrat de gré à gré entre la filiale et le Distributeur

Les premières offres seront lancées en 2020 et un déploiement graduel est anticipé. Pour l'hiver 2019-2020, une contribution de 2 MW est inscrite au bilan, à titre de projet-pilote

Hilo

Dans un premier temps, les mesures visées reposent essentiellement sur le contrôle de charges de chauffage résidentiel. Un avis favorable du Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) ayant été émis en mai 2019, les charges de chauffage de l'eau pourront éventuellement s'ajouter, selon la disponibilité d'un produit répondant aux critères anti-légionelle

Jusqu'à 621 MW

Éventuellement, des offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels seront également ajoutées

(iii) 3° les objectifs que le titulaire vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des 3 prochaines années dans le cas des distributeurs d'électricité et au cours de la prochaine année dans le cas des distributeurs de gaz naturel, concernant les approvisionnements additionnels requis tels qu'identifiés au sous-paragraphe c du paragraphe 2°, et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres :

- a) les différents produits, outils ou mesures envisagés ;
- b) les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement ;
- c) les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques ;
- d) le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate ;

8.1 Veuillez préciser si l'effacement prévu de 621 MW à l'horizon 2028-2029 concerne exclusivement les mesures identifiées dans le PTÉ qui apparaît au point i) et qui totalisent 1 145,6 MW. Dans la négative, veuillez préciser le PTÉ des autres mesures qui contribueront à l'effacement de 621 MW.

Réponse :

1            **Le Distributeur confirme que l'effacement prévu pour Hilo de 621 MW à l'horizon**  
2            **2028-2029 n'est pas exclusivement constitué des mesures identifiées dans le**  
3            **PTÉ et qui apparaissent au tableau de la référence i. Voir la section 2.2 de la**  
4            **pièce HQD-4, document 1 (B-0017) aux lignes 17 à 19 pour les autres mesures**  
5            **qui contribueront à cet effacement.**

8.2 Veuillez déposer, s'il est maintenant disponible, le contrat de gré à gré entre Hilo et le Distributeur conformément aux exigences du Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement qui apparaissent en iii).

Réponse :

6            **Le Distributeur n'est pas tenu de déposer le contrat en vertu du Règlement**  
7            **mentionné dans la question. Néanmoins, voir l'annexe A de la pièce HQD-5,**  
8            **document 3 pour prendre connaissance du contrat.**

8.3 Dans l'éventualité où le contrat de gré à gré entre Hilo et le Distributeur n'était pas encore disponible, veuillez fournir les caractéristiques du contrat qu'il entend conclure, les différents produits, outils ou mesures envisagés, les risques découlant du contrat et les mesures qu'il entend prendre pour atténuer ces risques.

**Réponse :**

1 **Sans objet.**

---

## **9 Mesures comportementales**

---

### **Références**

- (i) HQD-2, document 3, page 54
- (ii) HQD-2, document 3, page 18
- (iii) Rapport sur le potentiel technico-économique de gestion de la demande de puissance – Réseau intégré (1er novembre 2012), [http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162\\_PlanAppro\\_2011-2020/HQD\\_RapportPTE\\_01nov2012.pdf](http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf) , page 6.
- (iv) Ibidem, page 9.

### **Préambule**

- (i) Contrairement à l'évaluation du PTÉ réalisé en 2012, les mesures comportementales ont été exclues de l'évaluation étant donné le déploiement de la tarification dynamique par le Distributeur.
- (ii) Le Distributeur prévoit pour 2028-2029 un effacement de 86 MW grâce à la tarification dynamique
- (iii) De plus, les impacts des mesures de nature comportementale que pourraient adopter les consommateurs suite à des activités de sensibilisation ou à des consignes spécifiques du Distributeur en période de pointe hivernale ont été évalués.



(iv)

Mesures incluses au PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver	Potentiel (MW)
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	20
Gestion manuelle des points de consigne - comportemental	0	800
Laveuse - comportemental	0	90
Lave-vaisselle - comportemental	0	130
Sécheuse - comportemental	0	540
Spas - comportemental	0	20

9.1 UC ne voit pas le lien entre le déploiement de la tarification dynamique et l'exclusion des mesures comportementales de l'évaluation du PTÉ. Un client pourrait adopter des comportements qui réduisent sa demande en pointe (par exemple lors d'un appel public du Distributeur pour réduire la demande en pointe) sans adhérer à la tarification dynamique. Veuillez justifier cette exclusion.

**Réponse :**

1            **Les mesures comportementales ont été exclues de l'évaluation du PTÉ 2019**  
2            **puisque le potentiel de ces mesures est exploité par la tarification dynamique.**

9.2 Toute chose étant égale, quelle relation existe-t-il entre l'effacement prévu de 86 MW en 2028-2029 grâce à la tarification dynamique et les potentiels d'effacement identifiés en iv).

**Réponse :**

3            **Les mesures comportementales peuvent être adoptées par la clientèle**  
4            **participante à la tarification dynamique.**

5            **Comme précisé à la section 2.2 du rapport cité à la référence (iv), le PTÉ des**  
6            **mesures de gestion de la demande de puissance ne tient pas compte de**  
7            **l'acceptation des mesures par les consommateurs, ni des barrières de natures**  
8            **commerciale ou financière. Ainsi, seule une portion du PTÉ qui avait été**  
9            **identifié au rapport de 2012 pourrait être exploitée commercialement. De plus,**  
10           **le Distributeur précise que les potentiels des mesures ne peuvent pas**  
11           **nécessairement être additionnés.**

12           **Pour ces raisons, le Distributeur estime qu'il serait difficile de comparer**  
13           **l'effacement relatif à la tarification dynamique aux potentiels identifiés à la**  
14           **référence (iv). Le Distributeur précise également que son exploitation des**  
15           **mesures comportementales excède 86 MW puisque cette contribution**



- 1 correspond uniquement à celle du tarif Flex et ne tient pas compte de  
2 l'effacement relatif à l'option de crédit hivernal.

## 10 Économie mondiale

---

### Références

- (i) HQD-2, document 2, page 28
- (ii) HQD-2, document 2, page 35
- (iii) <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1645632/economie-epidemie-commerce-banques-bourses-marches>
- (iv) <https://www.disnat.com/centre-apprentissage/notions-bourse/bulletind/les-consequences-economiques-et-financieres-du-brexit>
- (v) <https://www.lesaffaires.com/bourse/nouvelles-economiques/aluminium-rodriquez-et-freeland-se-font-rassurants/615551>

### Préambule

- (i) Advenant une récession mondiale, la plupart des banques centrales disposeront d'une marge de manoeuvre beaucoup plus faible que lors de la récession de 2008-2009, de sorte que le ralentissement économique pourrait se prolonger sur une plus longue période. Dans un tel contexte, le Distributeur anticipe que la plupart des secteurs industriels connaîtront une faible croissance économique au cours des prochaines années.

En conséquence, le Distributeur anticipe une légère croissance des ventes au secteur industriel, de l'ordre de +1,9 TWh, entre 2019 et 2029.

- (ii) L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue.
- (iii) La crise du coronavirus, qui touche bon nombre de pays, pourrait réduire de moitié la croissance économique mondiale selon l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Elle aura inévitablement un impact majeur sur l'économie mondiale.

Selon l'OCDE, la croissance mondiale connaîtra cette année sa plus faible progression en 11 ans, soit 2,4 %. Mais si le virus s'étend en Europe et en Amérique du Nord, la croissance mondiale pourrait chuter de moitié pour s'établir à 1,5 %. Une situation qui conduirait à une contraction d'environ 3,75 % du commerce mondial.

- (iv) Le Brexit aura des conséquences sur l'économie mondiale, et donc, sur l'économie canadienne. On peut penser que les facteurs importants à surveiller pour l'économie canadienne seront :
- Le degré d'incertitude et la détérioration des conditions financières ;
  - La diminution des prix des matières premières ;
  - La baisse de l'activité économique au Royaume-Uni et en Europe, et son effet sur les échanges commerciaux directs (le Royaume-Uni représente 3,5 % des exportations canadiennes et le reste de l'UE compte pour 4,5 %) ;
  - Les effets directs et indirects du Brexit sur l'économie américaine.
- (v) En vertu de l'ACEUM, l'aluminium est considéré comme étant nord-américain à condition qu'il ait subi une transformation, même mineure, dans l'un des trois pays signataires. Ceci permet au Mexique d'acheter à moindre coût de l'aluminium chinois, par exemple, qui, ensuite, est utilisé dans la construction automobile comme aluminium nord-américain.

L'étude commandée par les élus municipaux et les syndicats des alumineries calcule en milliards de dollars les pertes potentielles pour le secteur québécois de l'aluminium si cette brèche dans l'ACEUM n'est pas colmatée.

- 10.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a pris en compte la possibilité que le Brexit ait des effets directs et indirects sur l'économie québécoise et la demande d'électricité. Le cas échéant, veuillez quantifier les impacts anticipés.

Réponse :

- 1            **À l'heure actuelle, le Distributeur n'anticipe aucun impact significatif du Brexit,**  
2            **ni de l'ACEUM sur l'économie québécoise et la demande d'électricité. Bien**  
3            **qu'ils ne puissent être quantifiés isolément, les risques d'impact sur la**  
4            **prévision associés à ces changements sont pris en compte dans les**  
5            **fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande d'électricité.**

- 10.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a pris en compte la possibilité que l'ACEUM ait des effets directs et indirects sur l'activité économique québécoise et la demande d'électricité. Le cas échéant, veuillez quantifier les impacts anticipés.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 10.1.**

10.3 Veuillez qualifier les effets directs et indirects que le Distributeur anticiperait sur l'activité économique et la demande d'électricité.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 10.1.**

---

## 11 Critères de sélection des mesures de GDP

---

### Références

- (i) HQD-2, document 3, page 53
- (ii) HQD-2, document 3, page 62
- (iii) Hydro-Québec, PLAN STRATÉGIQUE 2016-2020, Voir grand avec notre énergie propre, page 8 <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique-2016-2020.pdf>
- (iv) HQD-2, document 3, page 55
- (v) HQD-4, document 5, En liasse, page 11 du document.

### Préambule

- (i) La revue de la littérature a permis d'établir les critères de sélection habituellement adoptés par les distributeurs lors de la sélection de mesures de gestion de la demande de puissance. Ces critères sont définis comme suit :
  - 1. mesures disponibles sur le marché ;
  - 2. mesures éprouvées du point de vue technologique ;
  - 3. maintien d'un service de qualité acceptable. (notre souligné)
- (ii) Le potentiel commercialement réalisable reste toutefois à être démontré, notamment en raison de l'impact de certaines mesures sur le confort et, plus particulièrement, pour les secteurs CI puisque l'application des mesures peut augmenter l'appel de puissance maximal mensuel de cette clientèle, augmentant ainsi sa facture d'électricité. (notre souligné)
- (iii) Nos programmes et de nouvelles initiatives vous permettront de bénéficier d'un incitatif financier pour réduire votre consommation d'électricité en période de pointe, sans perte de confort. (notre souligné)

- (iv) Tableau 7.1 : Mesures évaluées pour le marché résidentiel
- (v) 1- Les mesures doivent être disponibles sur le marché québécois;  
2- Les mesures doivent être éprouvées au point de vue technologique;  
3- Les mesures doivent offrir un service équivalent ou un service rendu moindre mais au-dessus du seuil minimal acceptable.
- 11.1 Veuillez préciser ce qu'est un service de qualité acceptable et de quelle façon le niveau de qualité acceptable est défini.

**Réponse :**

- 1 **Un service de qualité acceptable doit répondre aux critères suivants, à savoir**  
2 **peu ou pas d'impact :**
- 3 • **sur le niveau de confort ;**
  - 4 • **sur la santé des occupants ;**
  - 5 • **sur la durée de vie des équipements ;**
  - 6 • **sur le niveau de satisfaction des clients à l'égard du Distributeur.**

- 11.2 Le critère 3 qui apparaît à la référence i) diffère du critère 3 qui apparaît à la référence v). Veuillez justifier cette différence.

**Réponse :**

- 7 **Les critères mentionnés dans les deux références ont la même signification.**

- 11.3 Veuillez indiquer si le maintien d'un service de qualité acceptable (i) signifie qu'il n'y a pas de perte de confort (iii).

**Réponse :**

- 8 **Voir la réponse à la question 11.1.**

- 11.4 Veuillez préciser comment le Distributeur peut statuer sur le maintien d'un service de qualité acceptable.

**Réponse :**

- 9 **Considérant qu'elle offre ses services à la clientèle du Distributeur, Hilo doit**  
10 **l'informer des plaintes reçues des clients. Hilo devra expliquer ces plaintes et**

1 présenter les actions mises en place, si la plainte est justifiée, afin de maintenir  
2 un service de qualité acceptable.

3 Par ailleurs, le Distributeur rappelle que la participation des clients à l'offre  
4 d'Hilo est purement volontaire. Ces derniers sont donc tout à fait loïsibles de  
5 renoncer au service s'ils jugent que les contraintes avec lesquelles ils doivent  
6 composer, par exemple en matière de confort, excèdent ce qu'ils considèrent  
7 raisonnables.

11.5 Veuillez préciser comment le Distributeur s'assurera du maintien d'un service de qualité acceptable lorsqu'il s'agira des activités de Hilo.

Réponse :

8 Voir la réponse à la question 11.4.

11.6 Pour chacune des mesures identifiées au tableau 7.1 de la preuve (iv), veuillez préciser le niveau de service acceptable en le distinguant du niveau de service qui permet de maintenir le même niveau de confort.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 11.1.

11.7 Veuillez fournir les principales références de la revue de littérature dont il est question en i) permettant de définir le maintien d'un service de qualité acceptable comme critère de sélection d'une mesure de gestion de la demande en puissance.

Réponse :

10 Pour le confort thermique, la référence utilisée est l'*ANSI/ASHRAE Standard 55*  
11 *(2017) – Thermal Environmental Conditions for Human Occupancy.*

12 Pour la qualité de l'air, la référence utilisée est l'*ANSI/ASHRAE Standard 62.1*  
13 *(2019) – Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality.*

## 12 Coûts évités en énergie

---

### Références

- (i) HQD-4, document 2, page 5
- (ii) R-4057-2018, HQD-4, document 3,
- (iii) R-4011-2017, HQD-4, document 4, page 5
- (iv) R-3980-2016, HQD-4, document 4, page 5
- (v) R-3933-2015, HQD-4, document 4,

### Préambule

- (i) La figure 2 présente les coûts évités horaires, calculés sur la base des profils horaires présentés à la figure 1 et compte tenu de la plus récente mise à jour du coût évité en énergie de court terme pour la période d'hiver, lequel s'établit à 4,8 ¢/kWh (\$ 2019).
- (ii) Le signal de coût évité pour la période d'hiver (décembre à mars) est de 4,1 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2018, basée sur les prix à terme des marchés de court terme de New York.
- (iii) - 2018 à 2027 inclusivement :
  - le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation
- (iv) - 2017 à 2026 inclusivement
  - le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh (\$ 2016), indexé à l'inflation
- (v) - 2016 à 2024 inclusivement :
  - le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,6 ¢/kWh (\$ 2015), indexé à l'inflation ;

12.1 La méthode pour estimer le signal des coûts évités pour la période d'hiver dans chacune des 5 références est-elle la même ? Si non, expliquer les différences.

### Réponse :

- 1 **Le Distributeur confirme que la méthode utilisée dans chacune des cinq**
- 2 **références est la même.**

12.2 Comment le Distributeur explique-t-il les écarts importants qui existent entre les évaluations annuelles ?

**Réponse :**

1 **Les écarts entre les évaluations annuelles s'expliquent par la variabilité des prix**  
2 **à terme des marchés de court terme de New York.**

12.3 Des coûts d'acquisition reliés à la puissance sont-ils inclus dans les prix à terme des marchés de court terme de New-York ?

**Réponse :**

3 **Les coûts d'acquisition reliés à la puissance ne sont pas inclus dans les prix à**  
4 **terme des marchés de court terme de New York.**

12.4 Veuillez confirmer que le signal de coûts évités pour la période d'hiver est un intrant au calcul du coût évité pour les heures de forte demande.

**Réponse :**

5 **Le Distributeur le confirme.**

### 13 Effritement du parc biénergie

#### Références

- (i) HQD HQD-2, document 2, page 58
- (ii) R-3986-2016, B-0032, page 4.
- (iii) D-2017-022 page 179.
- (iv) D-2018-025, pages 181-182

#### Préambule

(i)

#### **EFFACEMENT DE LA BIÉNERGIE RÉSIDENIELLE**

2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
530	510	490	470	460	440	420	400	390	370	350

(ii)

**EFFACEMENT À LA POINTE DES CLIENTS AU TARIF DT (MW)**

2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
580	570	560	550	540	540	530	520	510	500	490

- (iii) Afin de contrer l'érosion marquée au tarif DT, la Régie accueille favorablement la proposition de bonification de 4 M\$ proposée par le Distributeur.
- (iv) [675] Dans l'optique de ralentir l'effritement du parc biénergie résidentielle, le Distributeur propose de poursuivre la stratégie mise en place lors du dernier dossier tarifaire et de reconduire la bonification de l'économie réalisée au tarif DT en réduisant le prix d'énergie de 2,5 % au 1er avril 2018. Il propose de récupérer, auprès des autres clients domestiques, le manque à gagner de 3,3 M\$ résultant de cette proposition.

[...]

[681] La Régie accepte la proposition du Distributeur de bonification des économies réalisées au tarif DT et lui demande de récupérer le manque à gagner auprès des autres clients domestiques.

Dans le plan d'approvisionnement 2017-2026 présenté en 2016, soit avant la mise en place des mesures tarifaires de rétention pour les clients biénergie résidentiels approuvées par la Régie dans la décision D-2017-022, le Distributeur prévoyait (ii) pour les années comparables et dès 2017-2018, des effacements supérieurs à ce qu'il prévoit maintenant (i). Par exemple, le Distributeur prévoyait en 2016, avant la mise en œuvre des mesures tarifaires de rétention, un effacement de 540 MW pour l'hiver 2019-2020 alors que dans le dossier actuel et malgré la mise en place de la bonification tarifaire, l'effacement est estimé à 510 MW.

**13.1** Veuillez expliquer la diminution importante de l'effacement biénergie compte tenu des efforts consentis pour retenir cette clientèle.

**Réponse :**

1 **Malgré les efforts du Distributeur pour rendre le tarif DT économiquement plus**  
 2 **attrayant, de nombreux autres facteurs sont venus mitiger ces efforts. À ce titre,**  
 3 **on pourrait mentionner le programme *Chauffez Vert* de TEQ qui subventionne**  
 4 **la conversion des systèmes des clients avec chauffage au mazout (et donc**  
 5 **biénergie) ou les nouvelles politiques publiques visant à abolir l'utilisation de**  
 6 **ce combustible pour le chauffage d'ici quelques années, notamment sur l'île de**  
 7 **Montréal.**



**13.2** Le Distributeur confirme-t-il que la stratégie de rétention des clients biénergie, dont les coûts ont été assumés par les clients au tarif D, n'a pas permis de contenir ni ralentir l'effritement du parc biénergie ?

**Réponse :**

1            **Le Distributeur ne peut confirmer, ni infirmer l'affirmation de l'intervenante. En**  
2            **effet, comme mentionné en réponse à la question 13.1, d'autres éléments ont**  
3            **évolué depuis le début de la mise en œuvre de la stratégie de rétention des**  
4            **clients biénergie approuvée par la Régie. Par conséquent, il n'est pas possible**  
5            **de déterminer ce qu'aurait été l'effritement du parc biénergie sans les mesures**  
6            **mises en place par le Distributeur depuis 2017.**

## 14 Rémunération différenciée des effacements

---

**Référence**

(i) HQD-5, document 1, page 44

**Préambule**

(i) 10.12 Veuillez confirmer, ou corriger, la compréhension de la Régie, tirée de l'examen du site Web d'Hilo, dont quelques extraits sont présentés en référence (xiii), à l'effet que le programme prévoit une possibilité de 120 heures d'effacement par hiver (30 événements de 4 heures) et une rétribution de 0,55 \$ par kWh effacé, en comparaison à un maximum de 100 heures d'effacement par hiver et une rétribution de 0,50 \$ par kWh effacé pour l'option de crédit hivernal au tarif D.

**Réponse :**

Le Distributeur partage la compréhension de la Régie selon laquelle le client participant à l'offre d'Hilo recevra l'équivalent d'une rétribution de 0,55 \$/kWh effacé, mais précise, comme le mentionne Hilo sur son site Web, que le client doit accepter les actions automatiques proposées par Hilo lors d'un appel de gestion de la demande en puissance.

14.1 Veuillez justifier plus en détail la prime de 0,05 \$/kWh effacé que reçoit un client participant à l'offre d'Hilo comparativement à la rétribution pour un effacement de l'option de crédit hivernal au tarif D.

**Réponse :**

7            **Comme mentionné en réponse à la question 12.1 de la demande de**  
8            **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), les**  
9            **décisions relatives à la rétribution des participants, de même que la forme ou**  
10           **la valeur de celle-ci, est du ressort d'Hilo et non de celui du Distributeur. Par**

1                    **conséquent, ce dernier n'est pas en mesure de justifier la prime reçue par les**  
2                    **clients participants à Hilo.**

14.2 Est-ce que les participants à l'offre Hilo auront le choix de refuser de s'effacer ?

**Réponse :**

3                    **Comme indiqué sur le site Web d'Hilo<sup>2</sup>, les clients restent aux commandes de**  
4                    **leurs appareils en tout temps, peu importe s'ils relèvent ou non les défis d'Hilo.**

14.3 Toute chose étant égale, est-ce que le kWh effacé via la tarification dynamique a la même valeur que le kWh effacé via Hilo?

**Réponse :**

5                    **En plus des coûts associés à l'approvisionnement en puissance, il est exact**  
6                    **que cet effacement permettra dans les deux cas de réduire la pression sur les**  
7                    **réseaux de transport et de distribution et, à moyen et long termes, les**  
8                    **investissements nécessaires sur ces réseaux. L'importance de cet impact est**  
9                    **évidemment tributaire de l'atteinte d'un volume suffisant de contribution de ces**  
10                   **moyens à la pointe.**

11                   **Toutefois, Hilo présente l'avantage important sur la tarification dynamique**  
12                   **d'offrir un contrôle direct de l'effacement des clients, plutôt que de reposer sur**  
13                   **le degré de réponse de la clientèle au signal de prix. En outre, Hilo offre un**  
14                   **meilleur contrôle à la fois des périodes de préchauffage et de reprise, ce qui**  
15                   **permet de réduire le risque d'un déplacement de la pointe. En conséquence,**  
16                   **l'effacement en pointe procuré par Hilo possède une plus grande valeur pour le**  
17                   **Distributeur que celui découlant de la tarification dynamique.**

18                   **Voir également les réponses aux questions 1.1 et 4.1 de la demande de**  
19                   **renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

14.4 Au-delà de la rémunération directe des participants à la tarification dynamique et à l'offre Hilo, à combien le Distributeur évalue-t-il les coûts de programmes, de gestion et de commercialisation inhérents à de la tarification dynamique et à Hilo?

**Réponse :**

20                   **Le coût de la solution permettant d'offrir la tarification dynamique à l'hiver 2019-**  
21                   **2020, évalué à 9,5 M\$ en octobre 2018, s'élève à 10,8 M\$ dont 10,4 M\$ à titre**  
22                   **d'investissement. Ce montant de 10,8 M\$ non récurrent intègre l'ensemble des**

---

<sup>2</sup> <https://www.hiloenergie.com/fr-ca/faq/questions-generales/#allez-vous-commander-a-distance-les-appareils-des-clients->

1 coûts associés aux développements informatiques et à l'implantation de la  
2 solution. Rappelons que la solution développée permettra le déploiement  
3 éventuel à l'ensemble des abonnements aux tarifs D et G pour lesquels seule  
4 l'énergie est enregistrée dans le système de facturation.

5 Les coûts de commercialisation et d'opérationnalisation, notamment ceux  
6 associés à l'augmentation de la charge de travail pour assurer les services à la  
7 clientèle des options de tarification dynamique, sont des coûts récurrents.  
8 Initialement évalués à 1,3 M\$ en octobre 2018, ces coûts se sont élevés à 0,5 M\$  
9 à l'hiver 2019-2020. Il est à noter que bien que ces coûts sont de nature  
10 récurrente, ils sont appelés à varier en fonction de la commercialisation mise  
11 en place et du nombre de participants inscrits.

12 Le Distributeur ne dispose pas de l'information relative aux coûts de  
13 programme, de gestion et de commercialisation propres à Hilo. Pour ce qui  
14 concerne les coûts du Distributeur pour la gestion de ce contrat, ils sont  
15 marginaux.

## 15 Prév́ision du PIB

### Référence

(i) HQD-2, document 2, page 49

### Préambule

(i)

#### PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Indicateurs</b>											
<i>Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)</i>	7 045	7 093	7 142	7 194	7 247	7 301	7 352	7 401	7 448	7 494	7 539
<i>Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)</i>	41,3	37,4	37,3	32,3	30,1	29,6	28,8	28,6	28,1	27,5	26,6
<i>Croissance du PIB total <sup>1</sup></i>	2,3%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%
<i>Croissance du PIB manufacturier <sup>1</sup></i>	3,0%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
<i>Croissance du PIB tertiaire <sup>1</sup></i>	2,4%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%
<i>Croissance de l'emploi total</i>	1,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
<i>Croissance de la rémunération des salariés <sup>1</sup></i>	2,9%	1,2%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%

Notes:

<sup>1</sup> La croissance des PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle de la rémunération des salariés sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

15.1 Veuillez ajuster les prévisions de croissance des PIB pour tenir compte l'impact de la pandémie de la COVID 19.

### Réponse :

16 Voir la réponse à la question 1.1 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.

## 16 Îles-de-la-Madeleine : projet

---

### Références

- (i) HQD-4, document 3, page 4
- (ii) <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1359/une-solution-fiable-qui-reduit-les-ges-de-94/?fromSearch=1>

### Préambule

- (i) Le Projet comprend un circuit de deux câbles sous-marins d'environ 225 km pour relier l'archipel à la Gaspésie, soit du poste de Cap-aux-Meules au poste de Percé.

[..]

Afin d'assurer la fiabilité en puissance, la centrale thermique actuelle sera maintenue en réserve et permettra d'alimenter le réseau en cas d'indisponibilités (maintenance, pannes) du lien avec le réseau intégré.

- (ii) La dépendance au pétrole pour la production d'électricité aux Îles-de-la-Madeleine tire à sa fin. Dès 2025, les Îles seront alimentées par l'énergie propre d'Hydro-Québec grâce à un câble sous-marin en provenance de la Gaspésie.

16.1 Veuillez expliquer pourquoi il est question d'un seul câble dans la référence ii) alors qu'il est maintenant question de deux câbles en i).

### Réponse :

- 1 **À la référence (ii), un câble signifiait un circuit à courant continu. Un circuit**
- 2 **(lien) à courant continu a besoin de deux câbles pour fonctionner.**

16.2 Les coûts du branchement du Projet sont-ils les mêmes qu'il s'agisse de 1 ou 2 câbles de branchement?

### Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 16.1.**

.

## 17 Gestion des températures de consigne

---

### Références

- (i) HQD-4, document 5, En liasse, page 111 du document.
- (ii) HQD-4, document 5, En liasse, page 112 du document.

**Préambule**

(i)

Mesure R-13 : Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	
<p><b>Description</b></p> <p>La mesure consiste à moduler les températures de consigne des résidences selon les heures de pointe du Distributeur à l'aide de thermostats communicant. Un contrôle à distance permet une gestion optimale de la température, avec une hausse à 24 °C lors de la période qui précède les périodes de pointe et une reprise étalée sur deux heures suite à la fin des périodes hors-pointe. Dans tous les cas, une température minimale de 20 °C est maintenue. Le contrôle à distance considère l'installation de thermostats permettant la communication à distance, tant pour les systèmes centraux que pour les plinthes.</p>	
<p><b>Marché applicable</b></p> <p>Le marché de la mesure inclut l'ensemble des logements chauffés à l'électricité. La mesure considère séparément les ménages chauffés par plinthes et ceux avec systèmes centraux tant dans l'unifamilial, que dans les duplex, triplex et le multilogement.</p>	
<p><b>Durée de vie</b></p> <p>La durée de vie de la mesure est considérée comme étant celle des thermostats, soit 15 ans.</p>	
<p><b>Gain en puissance</b></p> <p>Les gains en puissance ont été estimés par le biais de simulations horaires annuelles des bâtiments types à l'aide du logiciel DOE2. Les gains unitaires en puissance sont présentés dans les tableaux ci-dessous.</p>	
<p><b>Coûts</b></p> <p>Les coûts pour l'achat et l'installation des thermostats et des équipements de communication permettant le contrôle à distance sont présentés au tableau ci-dessous. Les coûts n'incluent pas l'infrastructure requise chez le Distributeur. De plus, le coût d'entretien est nul pour cette mesure. Le coût du thermostat est de 90 \$ par unité pour les systèmes à plinthes et à 120 \$ pour le central. Le nombre d'unité est de 7 pour l'unifamilial, 5 pour les jumelés et duplex, 4 pour les triplex et 3 pour les logements.</p>	

(ii)

Mesure R-13	Segment	Gain unitaire moyen (kW)	Marché total (nombre de bâtiments 2020)	Marché applicable (nombre de bâtiments 2020)	Réduction de puissance totale (MW)	Coût de la mesure, incluant installation (\$)	Durée de vie (ans)	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ (MW)
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Unifamilial - Plinthes	1,91	1 214 538	371 417	709,8	\$ 1 340	15	60,5	92,3	709,8
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Jumelé/Duplex - Plinthes	0,79	318 093	3	0,0	\$ 1 010	15	110,5	92,3	0,0
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Triplex - Centraux	0,74	13 880	411	0,3	\$ 380	15	44,2	92,3	0,3
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Jumelé/Duplex - Centraux	1,11	25 447	1 716	1,9	\$ 380	15	29,5	92,3	1,9
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Unifamilial - Centraux	1,64	129 551	11 793	19,4	\$ 575	15	30,2	92,3	19,4

Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Triplex - Plinthes	1,21	173 505	25 610	31,0	\$ 845	15	60,2	92,3	31,0
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Logements - Plinthes	1,10	780 774	413 578	455,7	\$ 755	15	59,2	92,3	455,7

17.1 Veuillez indiquer comment est considérée dans l'évaluation du coût de la mesure, la mise au rancart de thermostats électroniques qui n'auraient pas atteint la fin de la durée de vie utile.

**Réponse :**

1            **La méthode de calcul du PTÉ ne considère pas la valeur résiduelle des**  
2            **thermostats.**

17.2 Veuillez préciser quel moyen de communication serait utilisé pour contrôler à distance les thermostats.

**Réponse :**

3            **L'évaluation du PTÉ ne considère pas le type de communication utilisé.**

17.3 selon qu'il s'agisse du coût de l'installation ou du coût des équipements de communication.

**Réponse :**

4            **Le niveau de détail demandé dépasse l'examen de PTÉ dans le cadre d'un plan**  
5            **d'approvisionnement.**

17.4 Veuillez préciser le temps moyen d'installation d'un thermostat pour système central.

**Réponse :**

6            **Le niveau de détail demandé dépasse l'examen de PTÉ dans le cadre d'un plan**  
7            **d'approvisionnement.**

17.5 Veuillez indiquer si les thermostats sont supposés être installés par un maître électricien

**Réponse :**

1 **Les thermostats sont installés par un maître électricien.**

17.6 Veuillez confirmer que dans le cadre d'un programme sans déploiement massif, les coûts d'installation seraient vraisemblablement supérieurs.

**Réponse :**

2 **Cette question n'est pas analysée dans le cadre de l'évaluation du PTÉ.**

17.7 Veuillez confirmer que les coûts de la mesure n'incluent pas l'incitatif financier qui pourrait/devrait être remis aux participants pour qu'ils acceptent que le Distributeur contrôle à distance la température de consigne.

**Réponse :**

3 **Le Distributeur le confirme. L'évaluation du PTÉ ne considère pas les coûts de**  
4 **commercialisation.**

17.8 Dans l'éventualité où un tel programme de GDP était un service offert par un agrégateur, veuillez confirmer que les coûts de la mesure n'incluent pas, par exemple, les coûts de gestion et la rémunération de l'agrégateur.

**Réponse :**

5 **Le Distributeur le confirme.**

---

## 18 Coût évité de distribution

---

**Référence**

(i) HQD-4, document 4, page 10

**Préambule**

(i) À l'instar du coût évité de transport, la considération d'un coût évité de distribution repose en partie sur le fait qu'un programme permet de réduire la demande sur le réseau de distribution au moment de la pointe et ainsi, reporter des investissements sur le réseau de distribution. Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe. Les critères qui permettraient l'attribution de cette portion des coûts évités de



distribution à un programme sont les mêmes que ceux invoqués pour les coûts évités de transport.

18.1 Veuillez indiquer si le Distributeur fait référence à la pointe locale en distribution.

**Réponse :**

1            **Le 40 % mentionné dans l'extrait en préambule représente la part du**  
2            **programme d'équipements du Distributeur associée à des travaux du**  
3            **Transporteur. En d'autres termes, cette portion de l'enveloppe vise à couvrir**  
4            **des travaux réalisés à la demande du Transporteur afin de résoudre des**  
5            **problèmes de capacité dans ses postes. Elle est donc liée à la pointe propre de**  
6            **chacun des postes.**

7            **Comme l'indique le Distributeur dans cet extrait, le traitement de cette portion**  
8            **des coûts évités de distribution est semblable à celle appliquée aux coûts**  
9            **évités de transport. En conséquence, puisqu'il n'y a pas de coïncidence parfaite**  
10           **entre la pointe de chacun des postes et celle du réseau, le facteur de 80 %**  
11           **appliqué aux coûts évités de transport est également appliqué au coût évité de**  
12           **distribution associé à la pointe.**

18.2 Veuillez indiquer si le Distributeur propose que tous les programmes se voient attribuer 40 % des coûts évités de Distribution, peu importe si l'effacement est contrôlé ou non par le Distributeur ou un agrégateur.

**Réponse :**

13           **Le fait que l'effacement soit contrôlé par le Distributeur ou un tiers n'affecte pas**  
14           **l'impact d'une mesure ou d'un programme sur le réseau. C'est plutôt leurs**  
15           **caractéristiques (par exemple, les heures d'utilisation) qui ont une importance.**

16           **Voir également la réponse à la question 1.1 de la demande de**  
17           **renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.**

18.3 Veuillez fournir les données historiques qui soutiennent l'affirmation qu'environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe, en ventilant les données par régions administratives du Québec.

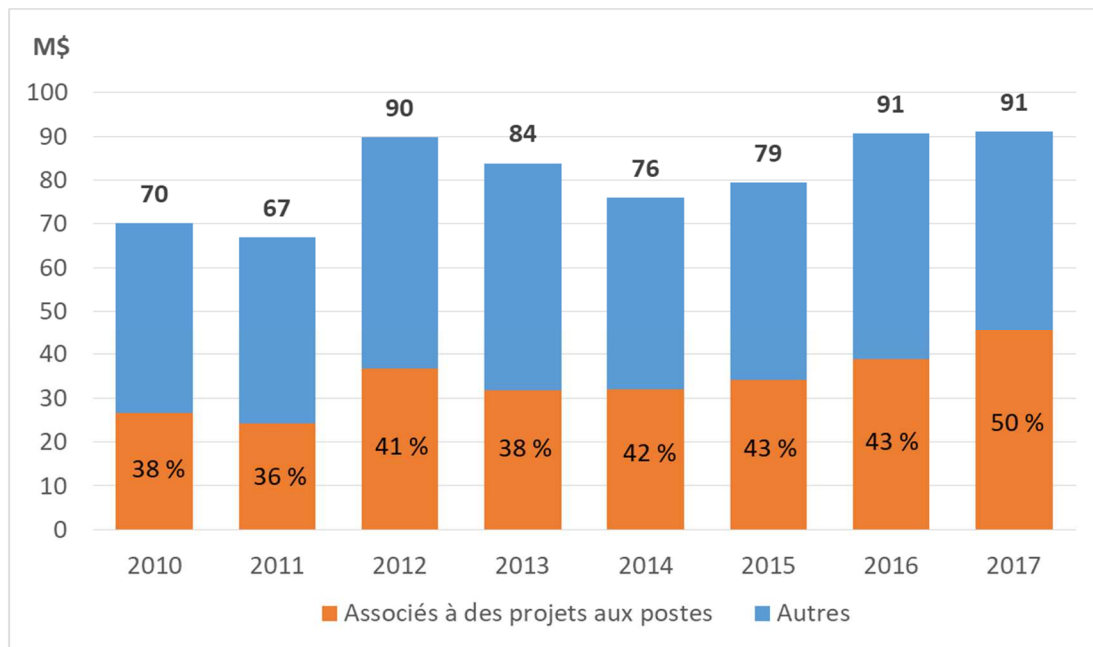
**Réponse :**

18           **La figure R-18.3 présente les investissements liés au programme**  
19           **d'équipements, en distinguant ceux associés à des projets visant à répondre à**  
20           **des problèmes de capacité sur les postes du Transporteur. Le Distributeur**  
21           **rappelle que le programme d'équipements vise à pallier les besoins sur le**



1 réseau liés à la croissance de la charge. La part moyenne des investissements  
2 liés aux travaux du Transporteur est de l’ordre de 40 % sur cette période.

**FIGURE R-18.3 :**  
**INVESTISSEMENTS LIÉS AU PROGRAMME D’ÉQUIPEMENTS**



3 Par ailleurs, le Distributeur ne dispose pas de données par région  
4 administrative. Obtenir une telle information nécessiterait une analyse fine et  
5 manuelle du volume considérable de travaux réalisés sur le réseau. Il est  
6 impossible pour le Distributeur d’obtenir une telle information dans des délais  
7 acceptables et au prix d’efforts raisonnables.

8 Au demeurant, une distinction régionale, si tant est qu’elle puisse être obtenue,  
9 serait de peu d’utilité puisque le coût évité de distribution est pour le moment  
10 utilisé à des fins d’analyse de mesures ou programmes appliqués à l’ensemble  
11 du territoire.

12 Enfin, le Distributeur souligne que, bien que la proportion de 40 % soit bien  
13 évidemment variable d’un poste à l’autre et d’une année à l’autre, rien n’indique  
14 qu’il existe un profil distinctif entre les différents postes sur une base régionale.  
15 En conséquence, ce taux peut être généralisé à l’ensemble du territoire.

18.4 Veuillez indiquer si l’affirmation selon laquelle environ 40 % des investissements  
historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe peut être généralisée à  
l’ensemble du territoire.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 18.3.**

18.5 Toute chose étant égale, un participant à un programme habitant une région (réseau local) dont la demande en électricité (énergie et puissance) est en décroissance éviterait-il les mêmes coûts en distribution qu'un participant au même programme habitant une région dont la demande en électricité est en croissance ?

**Réponse :**

2 **Il est clair qu'une mesure de gestion de la demande a davantage de valeur, en**  
3 **ce qui a trait aux coûts évités de réseau, pour des postes dont la charge est en**  
4 **forte croissance que pour d'autres pour lesquels celle-ci stagne.**

5 **Toutefois, le Distributeur réitère que les programmes et mesures de gestion de**  
6 **la demande sont pour le moment appliqués sur l'ensemble du territoire. La**  
7 **valeur des coûts évités qui leur est allouée est donc la même, quelles que soient**  
8 **les régions. À contrario, si une distinction régionale devait être faite, les coûts**  
9 **évités de transport et distribution attribués à certaines régions seraient plus**  
10 **faibles, mais pour beaucoup d'autres régions, ces coûts seraient plus élevés**  
11 **que ceux actuellement utilisés pour les analyses.**

12 **Le Distributeur rappelle que les coûts évités de transport et de distribution sont**  
13 **calculés sur la base de la croissance globale de la charge locale et des**  
14 **investissements réalisés sur l'ensemble du territoire. Par essence, ils tiennent**  
15 **donc compte du fait que certaines régions ont une croissance de la demande**  
16 **et des besoins d'investissements plus forts et d'autres, plus faibles.**

18.6 Veuillez clarifier la logique voulant que si 40% des investissements historiques en croissance ont été dédiés à la pointe, la même proportion des coûts évités de distribution pourrait être attribuée à un programme.

**Réponse :**

17 **Le Distributeur croit d'abord utile de réexpliquer les éléments exposés à la**  
18 **section 3.2.2 de la pièce en référence.**

19 **Rappelons que le coût évité de distribution représente, essentiellement, le ratio**  
20 **entre les investissements en croissance sur le réseau (le plan d'équipements)**  
21 **et la croissance de la demande en puissance. Ces investissements peuvent être**  
22 **scindés, aux fins du présent exercice, en deux catégories distinctes, soient**  
23 **ceux exécutés afin de répondre à des besoins du Transporteur et les autres**  
24 **travaux liés à la croissance de la charge.**

1 Comme l'explique le Distributeur en réponse à la question 18.1, les  
2 investissements de la première catégorie, qui représentent environ 40 % de  
3 l'ensemble des investissements en croissance, visent à répondre à des enjeux  
4 de capacité sur les postes. Pour cette raison, le coût évité associé à cette  
5 catégorie d'investissements va de pair avec celui du coût évité de transport et  
6 il est appliqué de la même façon. En d'autres termes, une mesure ou un  
7 programme auquel est attribué des coûts évités de transport se verrait, selon  
8 la même logique, attribuer les coûts évités de distribution associés.

9 En somme, si un programme permet de réduire la pointe sur le réseau, donc les  
10 besoins d'investissements en transport associés à cette pointe, il permet  
11 également de réduire les investissements en distribution associés à ces  
12 besoins en transport.

13 Voir également la réponse à la question 1.1 de la demande de  
14 renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.

## 19 Appel d'offres en gestion de la demande

---

### Références

- (i) HQD-2, document 3, p. 21;
  - (ii) <http://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Market-Operations/Markets-and-Related-Programs/Demand-Response-Auction>
  - (iii) R-3541-2004, SE-AQLPA-07, page 10.
  - (iv) <https://www.tvanouvelles.ca/2005/07/15/hydrosolution-vendue-pour-92-m>
- (ii) **Préambule**
- (i) La filiale Hilo d'Hydro-Québec assurera la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges. La livraison des services sera encadrée par un contrat de gré à gré entre la filiale et le Distributeur.
  - (ii) The IESO's annual Demand Response (DR) Auction provides a transparent and cost-effective way to select the most competitive providers of DR, while ensuring that all providers are held to the same performance obligations.
  - (iii) Nous constatons, de ce qui précède, que les bénéfices accordés à HydroSolution par Hydro-Québec Distribution créent une iniquité sur le marché.

HydroSolution, qui se trouve en concurrence directe avec l'ensemble de l'industrie œuvrant dans le domaine de la climatisation, de la ventilation et du contrôle, auprès de l'ensemble de la clientèle d'Hydro-Québec Distribution, bénéficie d'une série d'avantages majeurs de la part du Distributeur auxquels ses compétiteurs n'ont pas accès.

Cela crée un déséquilibre dans l'industrie : HydroSolution a accès à un bassin important de clientèle potentielle (trois millions) et à des services promotionnels et administratifs à un coût en deçà de leur valeur marchande, en plus de bénéficier de la notoriété d'Hydro-Québec Distribution et d'autres avantages, ce qui lui confère une situation concurrentielle privilégiée.

- (iv) Hydro-Québec Distribution annonce la vente d'HydroSolution, pour la somme de 92 M\$, à un consortium formé de Gaz Métropolitain Plus, de la Caisse de dépôt et placement du Québec et de Confort Expert inc.

19.1 Afin de s'assurer que les moyens de gestions de la demande soient les plus efficaces et moins coûteux, l'IESO procède à des appels d'offres. Veuillez expliquer comment le Distributeur peut s'assurer que les effacements de la demande fournis par filiale Hilo seront les moins coûteux et les plus efficaces.

**Réponse :**

- 1 **Voir la réponse à la question 2.18 de la FCEI à la pièce HQD-5, document 6.**

19.2 Le Distributeur peut-il affirmer que les effacements fournis par la filiale Hilo se feront au plus bas coût possible? Veuillez justifier.

Réponse :

- 2 **Voir la réponse à la question 2.18 de la FCEI à la pièce HQD-5, document 6.**

19.3 Veuillez confirmer que Hilo tirera par sa proximité avec le Distributeur des bénéfices commerciaux semblables à ceux dont profitait la filiale Hydro-Solution en 2004.

**Réponse :**

- 3 **Cette question dépasse le cadre du présent dossier.**

19.4 Veuillez indiquer si les bénéfices commerciaux iniques pour la concurrence dont bénéficiait la filiale Hydro-Solution, tels que décrits en iii) ont contribué à sa vente par le Distributeur.

**Réponse :**

- 4 **Cette question dépasse le cadre du présent dossier.**