

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
 DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR**

PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 10;
 - (ii) Pièce B-0007, p. 50;
 - (iii) Commerce International de marchandises de Québec, Institut de la Statistique du Québec, p. 1, les exportations internationales du Québec, septembre 2019;
 - (iv) Le mensuel économique, Banque National du Canada, p. 2, Monde, janvier 2020;
 - (v) L'économie du Québec encore plus forte que prévu, La Presse, janvier 2020.

Préambule :

(i) « La croissance économique du Québec devrait donc ralentir d'ici la fin de l'année, en raison notamment de la pénurie de travailleurs et des difficultés du commerce extérieur. Somme toute, le Distributeur prévoit une croissance de 2,3 % du PIB réel en 2019.

[...]

Globalement, la croissance économique à long terme sera moins soutenue. La croissance annuelle moyenne du PIB au Québec, qui était de 1,9 % au cours des années 2000, est passée à 1,8 % pour la décennie suivante et devrait diminuer à 1,4 % au cours de la période 2020-2029. » [nous soulignons]

(ii)

COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES AU QUÉBEC

(prévisionnistes)	(date de prévision)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PIB du Québec¹, croissance annuelle en %												
Hydro-Québec Distribution	(juillet 2019)	2,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
Moyenne du consensus	(août 2019)	1,8	1,5									
Conference Board of Canada ²	(juillet 2019)	2,4	1,3									
IHS Global Insight	(juillet 2019)	1,3	1,5	1,6	1,7	2,0						
Mouvement Desjardins	(août 2019)	2,2	1,6	1,1	0,7	1,5						
Banque de Montréal	(août 2019)	1,6	1,5									
Banque TD	(juin 2019)	1,7	1,7									
Banque Royale du Canada	(juin 2020)	2,0	1,6									
Banque Nationale du Canada	(juillet 2019)	1,8	1,3									
Banque Scotia	(juillet 2019)	2,1	1,8									
VM Banque Laurentienne	(février 2019)	1,5	1,4									
Banque CIBC	(juillet 2019)	1,9	1,5									
Ministère des Finances du Québec	(mars 2019)	1,8	1,5	1,3	1,3	1,3						

(iii) « *Au deuxième trimestre de l'année 2019, les exportations internationales de marchandises du Québec, non désaisonnalisées et en dollars courants, se chiffrent à 23,6 G\$, soit une augmentation de 5,7 % par rapport au trimestre précédent. La valeur cumulative des exportations du Québec pour les deux premiers trimestres de 2019 dépasse de 2,1 % la valeur cumulative de la période correspondante de 2018.* »

(iv) « *L'assouplissement des politiques monétaires par les grandes banques centrales l'an dernier, notamment par la Réserve fédérale américaine et la banque centrale européenne, devrait se répercuter sur les économies concernées cette année – on se souviendra que la politique monétaire produit ses effets avec décalage. Les investisseurs semblent aussi optimistes au sujet d'une désescalade du conflit commercial entre les États-Unis et la Chine alors qu'il est question de signature de la « phase un » d'un accord entre les deux superpuissances. Si on peut se fier au passé, un rebond correspondant des volumes du commerce mondial devrait se solder par une meilleure croissance du PIB.* » [nous soulignons]

(v) « *Décidément, l'économie du Québec continue à se démarquer positivement dans un contexte où la plupart des pays industrialisés enregistrent un ralentissement de la croissance. Ce tempo plus rapide au Québec, qui s'appuie sur un bilan solide de toutes les composantes du PIB, reflète un parcours sans faute au 3^{ème} trimestre », souligne Hélène Bégin, économiste principale chez Desjardins.* »

Demande :

1.1 En références (i) et (ii), le Distributeur prévoit une croissance annuelle du PIB réel de 2,3 % en 2019 et de 1,2 % en 2029, soit une baisse de 1,1 %. Selon les références (iii), (iv) et (v), la récente évolution positive du contexte économique québécois et mondial pourrait avoir pour effet de soutenir la croissance économique québécoise à court et à moyen terme. Veuillez élaborer sur l'impact de l'amélioration des perspectives économiques québécoise et internationale sur les prévisions de ventes du Distributeur, et conséquemment, sur ses besoins en énergie et en puissance à l'horizon du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le Plan).

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 51;
 - (ii) Dossier R-3986-2016, pièce B-0008, p. 23.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente, par secteur de consommation, les variables explicatives retenues dans ses modèles pour les prévisions de la demande sur la période du Plan.

(ii) Le Distributeur présente, par secteur de consommation, les variables explicatives retenues dans ses modèles pour les prévisions de la demande sur la période 2017-2026.

Demandes :

2.1 Eu égard aux références (i) et (ii), la Régie constate quelques différences entre les variables retenues dans les modèles de prévision du Plan et celles retenues dans le cadre du Plan d’approvisionnement 2017-2026 (le Plan 2017-2026). Le tableau ci-dessous résume ces différences.

Secteur	Variables manquantes Plan vs Plan 2017-2026	Nouvelles variables Plan vs Plan 2017-2026
Résidentiel et agricole	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation unitaire des équipements; • Stock de logements; • Prix de l’électricité. 	<ul style="list-style-type: none"> • Efficacité énergétique des équipements; • Radiation solaire; • Mises en chantier; • Population de 15 ans et plus.
Commercial et institutionnel	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation unitaire des équipements; • Population de 15 et plus (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages); • PIB des secteurs de services et de public (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages); • Emploi des secteurs de services et de public (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages). 	<ul style="list-style-type: none"> • Variable composite économique (population de 15 ans et plus, PIB secteur des services et PIB secteur manufacturier).
Éclairage public		<ul style="list-style-type: none"> • Efficacité énergétique de l’éclairage extérieur.
PME industriel	<ul style="list-style-type: none"> • Population 15 ans et plus; • Taux de change. 	
Sidérurgie, fonte et affinage	<ul style="list-style-type: none"> • PIB industries de biens durables. 	

Veillez expliquer, d’une façon détaillée, le choix de chacune des variables retenues ou non retenues dans les modèles de prévision du Plan, par rapport à celles du Plan 2017-2026, pour chaque secteur de consommation.

- 2.2 Veuillez indiquer l'impact de ces changements sur la qualité de prédiction des modèles de prévision et sur leur performance comparativement au Plan 2017-2026.
- 2.3 La Régie constate que le Distributeur a regroupé les variables explicatives des secteurs commercial et institutionnel en un seul secteur, contrairement à ce qu'il a présenté dans le Plan 2017-2026. Veuillez justifier ce choix et élaborer sur son impact sur la qualité de prédiction des modèles de prévision.
- 2.4 À la référence (i), le Distributeur n'a pas retenu la variable explicative « taux de change » dans les secteurs PME industriel, pâtes et papiers, mines, divers manufacturiers et sidérurgie, fonte et affinage, alors qu'il l'a retenue dans le secteur pétrole et chimie. Veuillez justifier cette différence, dans le contexte où la variation du taux change a un effet direct sur le produit intérieur brut (PIB) de ces secteurs.

3. **Référence :** Pièce B-0007, p. 43.

Préambule :

« L'ampleur de la consommation réelle associée au développement de marchés (figure 2.8) a fait en sorte que les modèles de prévision ne parviennent pas à bien expliquer la croissance observée au secteur commercial en utilisant uniquement les variables économiques et énergétiques usuelles. L'absence de variables explicatives pertinentes pour le développement de marchés entraînait une sous-estimation des ventes prévues au secteur commercial.

Afin d'améliorer la qualité de ses modèles, le Distributeur exclut désormais les ventes du développement de marchés pour la calibration de ceux-ci. Ainsi, la prévision des ventes du secteur commercial correspond à la somme des ventes prévues excluant le développement de marchés issues des modèles et celles spécifiques au développement de marchés traitées à la marge. Cette modification est en vigueur depuis 2019. » [nous soulignons]

Demande :

- 3.1 Veuillez indiquer les hypothèses que le Distributeur a retenues et lui ayant permis de conclure à la nécessité d'exclure les ventes du développement de marchés des modèles de prévision.

4. **Référence :** Pièce B-0007, p. 44.

Préambule :

« 2.4.3. *Estimation de l'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales*

L'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales est construit à partir de l'aléa sur la prévision des besoins en énergie. De plus, deux autres sources de risques sont prises en compte dans le calcul de l'aléa, soit :

- a. *le risque lié à la mensualisation des besoins en énergie;*
- b. *le risque applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver.*

Un raffinement méthodologique a été introduit en 2018, lequel permet de mieux mesurer l'incertitude applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver en tenant compte de la saisonnalité du risque de transposition. Ce changement a eu pour effet de réduire l'écart-type sur la demande prévue en puissance de 130 MW pour l'hiver 2019-2020 et de 230 MW pour l'hiver 2022-2023. » [nous soulignons]

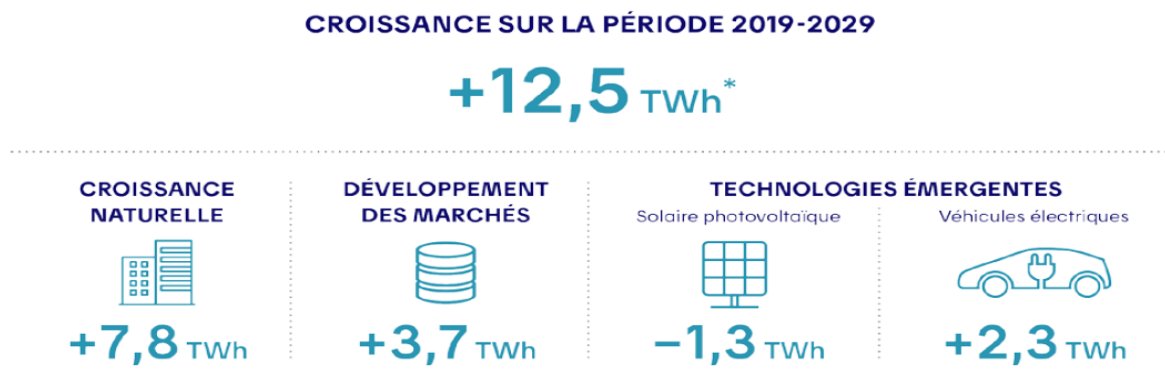
Demande :

4.1 Veuillez élaborer sur le raffinement méthodologique de la référence en précisant les améliorations apportées, par rapport à l'ancienne méthodologie.

5. **Références :**
- (i) Pièce B-0005, p. 6;
 - (ii) Pièce B-0007, p. 13;
 - (iii) Dossier R-4060-2018, pièce B-0009, p. 11, Tableau 6;
 - (iv) Dossier R-4060-2018, pièce B-0022, p. 11.

Préambule :

(i) «



* 1 TWh = la consommation de 54 000 ménages

(ii) « *Véhicules électriques* : 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. » [nous soulignons]

(iii)

TABLEAU 6 :
CONSOMMATION EN ÉNERGIE ET IMPACT EN PUISSANCE DES RECHARGES À DOMICILE

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation totale VÉ (MWh)	25 736	75 090	150 432	219 818	334 269	445 288	679 236	861 744	1 205 869	1 434 635
Consommation totale bornes (MWh)	486	2 625	7 071	14 386	25 086	35 409	49 395	61 616	76 923	89 744
Consommation hors bornes (MWh)	25 251	72 465	143 361	205 433	309 183	409 879	629 841	800 128	1 128 946	1 344 891
Part de la consommation à domicile attribuable au Projet	24%	30%	35%	40%	45%	49%	53%	56%	58%	60%
Consommation à domicile (MWh)	6 074	21 433	50 171	82 446	138 759	201 409	332 807	447 558	659 144	809 611
Contribution en puissance (MW)	1,0	3,5	8,4	14,0	23,8	34,7	57,0	76,5	111,8	137,1

La Régie déduit des données à la référence (iii), que le Distributeur prévoyait pour l'année 2019 une consommation en énergie des véhicules électriques de 24 508 MWh (ou 0,024 TWh) soit la somme de la consommation totale aux bornes (2 625 MWh) et de la consommation à domicile (21 433 MWh).

(iv) « *D'emblée, le Distributeur souhaite préciser que la valeur de 80 % représente la part des ventes de VÉ en 2026 constituée de VEÉ ou de nouveaux VHR capables de se recharger sur une BRCC, et non la part de l'ensemble des VÉ présents au Québec en 2026. Cette dernière est plutôt que 70 %.* ».

Demandes :

- 5.1 Veuillez concilier les affirmations relatives à la croissance des ventes d'électricité dues aux véhicules électriques sur l'horizon du Plan aux références (i) et (ii).
- 5.2 Pour l'année 2019, veuillez concilier l'affirmation du Distributeur relative à ses prévisions de ventes d'électricité de 0,2 TWh en lien avec les véhicules électriques, en référence (i), avec ses prévisions en référence (iii), correspondant à 0,024 TWh.
 - 5.2.1. Le cas échéant, veuillez préciser si, et dans quelles mesures, le Distributeur a révisé ses hypothèses relatives à la consommation en énergie et à l'impact en puissance des véhicules électriques depuis la présentation de la preuve au dossier R-4060-2018.

5.3 Considérant l’affirmation du Distributeur à la référence (iv), veuillez préciser si la part de 80 % de véhicules entièrement électriques en 2029 à la référence (ii) renvoie aux ventes de véhicules électriques de 2029 ou à l’ensemble des véhicules électriques présents au Québec en 2029.

- 6. Références :**
- (i) Dossier R-4060-2018, pièce B-0009, p. 11, Tableau 6;
 - (ii) Pièce B-0007, p. 15;
 - (iii) Dossier R-4060-2018, pièce B-0004, p. 11.

Préambule :

(i)

**TABLEAU 6 :
 CONSOMMATION EN ÉNERGIE ET IMPACT EN PUISSANCE DES RECHARGES À DOMICILE**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation totale VÉ (MWh)	25 736	75 090	150 432	219 818	334 269	445 288	679 236	861 744	1 205 869	1 434 635
Consommation totale bornes (MWh)	486	2 625	7 071	14 386	25 086	35 409	49 395	61 616	76 923	89 744
Consommation hors bornes (MWh)	25 251	72 465	143 361	205 433	309 183	409 879	629 841	800 128	1 128 946	1 344 891
Part de la consommation à domicile attribuable au Projet	24%	30%	35%	40%	45%	49%	53%	56%	58%	60%
Consommation à domicile (MWh)	6 074	21 433	50 171	82 446	138 759	201 409	332 807	447 558	659 144	809 611
Contribution en puissance (MW)	1,0	3,5	8,4	14,0	23,8	34,7	57,0	76,5	111,8	137,1

(ii) « Pour la période couverte par le Plan, le Distributeur prévoit une hausse des besoins en puissance d’environ 3 550 MW, et ce, par rapport à la pointe d’hiver de 2018-2019. Annuellement, cela représente une croissance moyenne de 0,9 %. Une grande partie de cette croissance provient des secteurs résidentiel et commercial. [...] Plusieurs facteurs peuvent être invoqués pour expliquer l’accroissement des besoins à la pointe d’hiver. Près de la moitié de la croissance, soit 42 %, provient de la hausse de la demande liée au chauffage de locaux, suivie des efforts de développement de marchés (17 %) et de la hausse du taux de diffusion des véhicules électriques (11 %). » [nous soulignons]

(iii) « Dans sa décision D-2017-022, la Régie demande au Distributeur d’entreprendre des sondages auprès des propriétaires de VÉ afin de documenter l’usage des bornes de recharge et leurs habitudes de consommation. Plus particulièrement, elle demande de documenter l’impact de la recharge sur la pointe coïncidente. Aux fins de cet exercice, le Distributeur utilise l’information recueillie dans le cadre du programme Charge the North, une initiative de la firme FleetCarma financée par Ressources naturelles Canada. Ce programme vise à recueillir les données de recharge et d’utilisation de VÉ afin de documenter leur déploiement sur les territoires desservis par des distributeurs d’électricité au Canada. Les données recueillies par l’entremise d’un système de diagnostic embarqué, soit un dispositif installé à même la voiture, sont acheminées directement à FleetCarma. La collecte de données se terminera le 31 mars 2019. » [nous soulignons]

À partir de la référence (ii), la Régie comprend que la hausse des besoins en puissance expliquée par la hausse du taux de diffusion des véhicules électriques est d'environ 390 MW (3 550 MW x 11 %).

Demandes :

- 6.1 Veuillez présenter les hypothèses permettant de calculer la hausse des besoins en puissance expliquée par la hausse du taux de diffusion des véhicules électriques en référence (ii) et commenter la compréhension de la Régie exprimée en préambule.
- 6.2 Veuillez commenter l'évolution de la contribution en puissance des véhicules électriques en référence (ii) par rapport aux données présentées par le Distributeur en référence (i).
- 6.3 Veuillez indiquer si les résultats de la collecte de données à la référence (iii) ont été utilisés par le Distributeur dans le cadre du présent dossier, aux fins de documenter l'impact de la recharge de véhicules électriques sur les besoins en puissance du Distributeur. Le cas échéant, veuillez les déposer.

DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 57;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 13;
 - (iii) Pièce [B-0009](#), p. 18;
 - (iv) Site Web Radio-Canada, *Cryptomonnaies : Hydro-Québec constate une demande moins forte que prévu*, consulté le 22 janvier 2020;
 - (v) Pièce [B-0007](#), p. 13.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3.19 :
PRÉVISION DES VENTES ANNUELLES DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Développement de marchés											
Centres de données	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0	2,3	2,7	2,9	3,1	3,1
Chaînes de blocs	1,0	1,7	4,2	5,4	5,4	5,2	4,7	2,5	1,4	1,4	1,4
Serres	0,3	0,4	0,7	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Total	1,9	3,0	5,9	7,6	8,1	8,4	8,2	6,4	5,5	5,7	5,7

TABLEAU 3.20 :
PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION À LA POINTE D'HIVER DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Développement de marchés											
Centres de données	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
Chaînes de blocs	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
Serres	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
Total	262	384	649	1 060	1 153	1 214	1 220	1 105	826	856	867

(ii) « **Chaînes de blocs** : La prévision des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs tient compte de la décision D-2019-052 de la Régie (dossier R-4045-2018) limitant le bloc de puissance attribué à cette activité commerciale à 668 MW, dont 300 MW découlant de l'appel de propositions A/P 2019-01 et 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux. Lorsque converti en énergie, le Distributeur prévoit des ventes annuelles variant entre 1,0 TWh en 2019 et 5,4 TWh à son apogée, en 2023, pour ensuite décroître durant les années subséquentes.

Tout au long de la période couverte par le Plan, le Distributeur anticipe une baisse de l'intensité énergétique dans ce secteur découlant de l'amélioration des équipements informatiques utilisés pour les activités de « minage ». D'autres facteurs, tels que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique que le Bitcoin ou la baisse d'intérêt à « miner » le Bitcoin en raison d'un plafonnement de son offre, pourraient aussi contribuer à exercer une pression à la baisse sur les ventes d'électricité à l'horizon couvert du Plan. » [nous soulignons]

(iii)

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} 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
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
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
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
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 ⁽¹⁾	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
Puissance additionnelle requise										
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.

(iv) « *L'engouement pour la chaîne de blocs et les cryptomonnaies - comme le bitcoin - semble s'être dissipé puisque Hydro-Québec n'a octroyé que le cinquième du bloc de 300 mégawatts (MW) mis de côté pour cette industrie.*

Au terme de l'appel d'offres qui s'est terminé le 31 octobre, auquel les réseaux municipaux n'ont pas participé, la société d'État a retenu 14 des 19 demandes reçues, ce qui représente un volume d'environ 60 MW.

[...]

M. Côté a indiqué que le bloc de 60 MW s'ajoutera au volume de 150 MW déjà consommé par divers projets. Le secteur a un potentiel de consommation d'environ 430 MW, selon la société d'État, ce qui est supérieur aux centres de données. »

(v) « *Serres : 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. »*

Demandes :

- 7.1 Veuillez expliquer la raison pour laquelle le Distributeur présume que la réduction de l'intensité énergétique des équipements informatiques entraînera une forte baisse des ventes d'électricité, soit de plus de 50 % de 2024 à 2026 et de 73 % de 2024 à 2027 (références (i) et (ii)) et que cette réduction ne sera pas compensée par l'augmentation du parc d'équipements informatiques des clients exploitant le bloc d'énergie dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.
- 7.2 Veuillez confirmer que seuls 60 MW du bloc d'énergie de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs seront octroyés par le Distributeur, tel qu'il apparaît à la référence (iv). Sinon, veuillez préciser.
- 7.3 La Régie constate que, selon les tarifs et conditions de service actuels approuvés par sa décision D-2019-129, seuls les 60 MW ayant trouvé preneur parmi le bloc d'énergie de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, sont offerts en service non-ferme avec obligation d'effacement pour un maximum de 300 heures à la demande du Distributeur. Considérant que les conditions d'effacement des clients des réseaux municipaux faisant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs varient pour chaque client et pour chaque réseau municipal, veuillez présenter une version du tableau 3.2 de la référence (iii) reflétant les résultats de l'appel d'offres cités en référence (iv), ainsi que les conditions d'effacement actuellement en vigueur.

7.3.1. Veuillez expliquer l'impact sur le bilan en puissance de l'effacement des 210 MW attribués aux clients existants des réseaux municipaux dans l'hypothèse du maintien du statu quo à leur égard quant aux conditions d'effacement.

7.4 Veuillez ventiler les ventes actuelles du secteur serricole, entre les serres vivrières et celles liées à la culture du cannabis récréatif et pharmaceutique, tel qu'énoncé en référence (v). Veuillez préciser cette ventilation en 2024, selon les prévisions du Plan.

TRANSITION DU CHAUFFAGE VERS LE TOUT-ÉLECTRIQUE

8. **Références :**
- (i) Ville de Montréal – Portail officiel, *Objectif Carboneutralité / La Ville de Montréal annonce une première étape pour atteindre la carboneutralité du parc immobilier montréalais*, 6 mai 2019;
 - (ii) Le Devoir, 7 mai 2019, *Montréal veut interdire le chauffage au mazout*;
 - (iii) Pièce B-0007, p. 25;
 - (iv) Pièce B-0007, p. 58;
 - (v) Pièce B-0007, p. 32;
 - (vi) Pièce B-0007, p. 27;
 - (vii) Dossier R-9001-2018, pièce B-0063, p. 5;
 - (viii) Pièce B-0007, p. 57;
 - (ix) Pièce B-0007, p. 32;
 - (x) Pièce B-0007, p. 26.

Préambule :

(i) « *La Ville élabore, avec ses partenaires du C40 et des fondations, une stratégie qui lui permettra de rendre le parc immobilier de la collectivité montréalaise plus sobre en carbone et plus performant en matière de consommation énergétique en abandonnant progressivement le mazout au profit de sources d'énergies renouvelables.*

[...]

L'interdiction et le retrait obligatoire du mazout, qui se fera graduellement à partir de 2025 jusqu'en 2030 dans les secteurs industriel, institutionnel et commercial, se conclura par le secteur résidentiel. Afin d'être équitables, ces mesures seront adaptées, entre autres, pour les ménages à faibles revenus. »

(ii) « *Pour commencer, la Ville remplacera les systèmes de chauffage de ses propres édifices. Cette opération, qui touchera 18 immeubles et coûtera 4 millions de dollars, devrait être complétée en 2021.*

Les commerces, industries et institutions auront de leur côté jusqu'en 2025 pour convertir leurs systèmes à des sources d'énergie plus propres, comme l'hydroélectricité. Les propriétaires résidentiels devront s'y mettre à leur tour d'ici 2030.

L'administration déposera dès 2020 un projet de règlement pour interdire les systèmes de chauffage au mazout dans les nouvelles constructions du territoire de l'agglomération. » [nous soulignons]

(iii) « - 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 ; » [nous soulignons]

(iv)

**TABLEAU 3.24 :
 EFFACEMENT DE LA BIÉNERGIE RÉSIDENIELLE**

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

(v) « Un des facteurs les plus importants sous-tendant la croissance des besoins à la pointe d'hiver pour la période 2019-2029 est le chauffage des locaux pour les secteurs résidentiel (+1 309 MW) et commercial (+188 MW). »

(vi) « 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. »

(vii) La Régie note qu'entre 2013 et 2018, le nombre de clients au tarif DT est passé de 125 460 à 106 708, soit une réduction de 3 752 clients par année en moyenne. À un peu plus de 5 kW par client, cela correspond à une réduction totale de l'effacement à la pointe d'environ 19 MW par année au cours de 5 dernières années.

La Régie constate, au tableau du préambule (iv), que le Distributeur prévoit une réduction de 180 MW de l'effacement au tarif biénergie résidentiel, soit en moyenne de 18 MW par année d'ici 2028-2029.

(viii)

TABLEAU 3.21 :
HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	
Usages											
Chauffage des locaux Résidentiel	12 766	13 027	13 235	13 432	13 568	13 756	13 716	13 648	13 715	13 803	8,1 % sur 9 ans = 0,87 % /an (*) 16,8 % sur 9 ans = 1,74 %/an
Chauffage des locaux Commercial	3 039	3 128	3 192	3 276	3 346	3 402	3 446	3 490	3 516	3 550	
Eau chaude Résidentiel	1 740	1 766	1 804	1 835	1 862	1 883	1 893	1 905	1 912	1 928	
Industriel	8 590	8 584	8 862	8 538	8 707	8 405	8 377	8 212	8 302	8 265	
Centres de données	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	41	55	67	
Blockchain	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6	7	31	
Serres	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	32	47	63	
Véhicules électriques	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	7	11	19	
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Autres usages	9 554	9 544	9 736	9 959	9 914	10 074	10 255	10 370	10 199	10 219	
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	35 690	36 050	36 830	37 040	37 397	37 519	37 687	37 711	37 764	37 945	

Notes:
 - Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

(*) Calcul fait par la Régie

(ix)

TABLEAU 2.4 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	
Usages												
Chauffage des locaux Résidentiel	13 930	14 105	14 241	14 397	14 534	14 666	14 792	14 913	15 028	15 137	15 239	9,4 % sur 10 ans = 0,90 % /an (*) 5,2 % sur 10 ans = 0,51 %/an
Chauffage des locaux Commercial	3 579	3 623	3 654	3 677	3 695	3 711	3 725	3 738	3 749	3 758	3 767	
Eau chaude Résidentiel	1 948	1 981	1 992	2 006	2 019	2 037	2 040	2 055	2 063	2 077	2 075	
Industriel	7 991	8 262	8 389	8 384	8 369	8 354	8 324	8 230	8 195	8 178	8 150	
Centres de données	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427	
Chaînes de blocs	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182	
Serres	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258	
Véhicules électriques	31	49	73	99	130	168	213	267	322	373	431	
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Autres usages	10 230	10 381	10 492	10 573	10 651	10 664	10 740	10 831	10 880	10 907	10 992	
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 972	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522	

Notes:
 - Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

(*) Calcul fait par la Régie

(x) « À plus long terme, le vieillissement de la population devrait favoriser le PIB tertiaire avec une croissance annuelle moyenne de 1,4 % sur la période 2021 à 2029 comparativement au PIB manufacturier, dont la croissance moyenne prévue est de 1,2 % . »

Demandes :

8.1 Veuillez préciser le nombre total d'abonnements au tarif biénergie DT au 31 décembre 2019 ainsi que le nombre de ces abonnements situés à Montréal. Veuillez expliquer comment le

Distributeur a pris en compte, dans sa prévision du nombre d'abonnements au tarif DT et de l'effacement de la biénergie résidentielle, présentée en référence (iv), la stratégie de la ville de Montréal portant sur le chauffage au mazout, présentée aux références (i) et (ii).

- 8.2 Veuillez préciser l'élément auquel réfère le Distributeur, lorsqu'il évoque un *effritement accéléré de la clientèle à la biénergie résidentielle*, en référence (iii), et expliquer la raison pour laquelle cette accélération de l'effritement ne semble pas apparente dans les prévisions du Distributeur, à la lumière de l'observation de la référence (vii).
- 8.3 Veuillez fournir une estimation du nombre d'abonnements aux tarifs D et DM qui chauffent au mazout, sur l'ensemble du réseau intégré, ainsi que le nombre de ces abonnements situés à Montréal.
- 8.3.1. Pour chacun de ces groupes, veuillez estimer l'impact, sur la prévision des besoins en puissance à la pointe, d'une hypothèse de totale conversion au chauffage tout-électrique.
- 8.4 Pour les clients aux tarifs D et DM chauffant au mazout, veuillez expliquer la manière dont le Distributeur a pris en compte dans sa prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver pour l'usage *Chauffage des locaux résidentiels* sur l'ensemble de l'horizon du plan d'approvisionnement, la stratégie de la ville de Montréal portant sur le chauffage au mazout, énoncée aux références (i) et (ii), ainsi que l'impact des mesures et programmes visant la transition du marché vers le tout électrique, énoncé en référence (iii).
- 8.4.1. Veuillez préciser et quantifier la manière dont l'effritement accéléré de la clientèle biénergie résidentielle devrait également se refléter auprès de cette clientèle.
- 8.5 Veuillez expliquer et quantifier la manière dont la stratégie de la ville de Montréal portant sur le chauffage au mazout à l'égard de ses propres édifices ainsi que des commerces, industries et institutions sur son territoire, a été prise en compte dans la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver du Distributeur, pour l'usage *Chauffage des locaux Commercial*, qui est en hausse de 188 MW, soit environ 5 % sur la période de 10 ans du Plan, tel que présenté en référence (v).
- 8.6 Veuillez expliquer la manière dont une réduction significative des livraisons de mazout pourrait affecter l'industrie et les approvisionnements en mazout des clients, risquant ainsi d'accélérer davantage la transition vers le tout-électrique.
- 8.6.1. Veuillez préciser si le Distributeur a pris en compte ce scénario dans ses prévisions de transition accélérée vers le tout-électrique. Le cas échéant, veuillez élaborer.
- 8.7 Veuillez lister les programmes de conversion à l'électricité et d'efficacité énergétique du gouvernement à l'intention des clients commerciaux et institutionnels qui ont été pris en compte lors de la préparation de la prévision, tel que mentionné en référence (vi).

- 8.7.1. Veuillez en quantifier l'impact sur l'ensemble de la prévision.
- 8.7.2. Veuillez indiquer si d'autres programmes de conversion seront développés au cours des prochaines années et commenter.

8.8 Veuillez concilier et expliquer le rythme de croissance annuelle des prévisions de besoins en puissance pour le *chauffage des locaux Commercial* beaucoup plus faible, soit de 0,51 % en moyenne pour les 10 prochaines années, tel que calculé à la référence (ix), par rapport au rythme de croissance annuelle de 1,74 % enregistré au cours des 9 dernières années, tel que calculé à la référence (viii), considérant l'impact des programmes de conversion à l'électricité et d'efficacité énergétique précisé à la réponse précédente ainsi que l'impact du vieillissement de la population favorisant la croissance du PIB tertiaire, mentionné au préambule (x).

PROGRAMME HILO- CHOIX DE L'AGRÉGATEUR

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 12;
 - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 21;
 - (iii) Pièce [B-0017](#), p. 6.

Préambule :

(i) « Pour compenser la hausse attendue des besoins en puissance, le Distributeur entend prioriser le développement des mesures d'efficacité énergétique, en particulier les mesures de gestion de la demande de puissance (GDP) pour toutes les catégories de clients.

Pour ce faire, il mettra notamment sur une nouvelle gamme de produits et services qui seront offerts à compter de 2020 par l'intermédiaire de la filiale Hilo d'Hydro-Québec. L'effacement de la demande en période de pointe sera réalisé au moyen d'outils technologiques qui permettront aux clients de gérer la consommation de certaines charges – principalement le chauffage. Il est prévu que cette nouvelle offre pourrait réduire les besoins en puissance de plus de 600 MW d'ici 2028. » [nous soulignons]

(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 ».

(iii) « Pour combler ses besoins en puissance et reporter l'acquisition d'approvisionnements de long terme, le Distributeur mise sur le développement de moyens de gestion de la demande de puissance (GDP). Il souhaite ainsi exploiter le potentiel de GDP pour toutes les catégories de clients, dont celui de la clientèle résidentielle, pour laquelle l'offre est plus limitée à ce jour.

Pour atteindre cet objectif, le Distributeur a réalisé plusieurs projets pilotes et projets de démonstration dans le passé qui ont confirmé le potentiel de la GDP pour le marché résidentiel et les efforts importants de commercialisation requis pour l'exploiter. En prenant en considération les limites de son périmètre d'activités réglementées et l'effort requis pour un déploiement de masse, il a choisi de mandater l'agrégateur Hilo, une filiale non réglementée en propriété exclusive d'Hydro-Québec, active dans le marché de la Maison intelligente pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec et contribuer à l'équilibre de son bilan de puissance. Constitué de spécialistes d'expérience en développement de nouveaux produits et d'entreprises technologiques, Hilo détient l'expertise commerciale et technologique pour déployer à grande échelle un service d'installation et de programmation de produits de domotique à la clientèle. La filiale a, de plus, pu bénéficier d'un transfert des connaissances acquises par le Distributeur, par le biais notamment des projets pilotes et des travaux réalisés pour le compte de ce dernier par les chercheurs de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Le recours à cet affilié, dédié au déploiement de ce nouveau moyen, permet un développement coordonné de services énergétiques parfaitement adaptés aux besoins du Distributeur afin d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données. Le Distributeur est confiant que l'ensemble de ces éléments contribuera au succès de ce moyen de gestion de la puissance et justifie le recours à cette filiale.

Concrètement, Hilo offre un service clés en main de gestion de la demande d'électricité en périodes de pointe adapté aux besoins du Distributeur, tels qu'établis sur une base annuelle pour chacune des périodes hivernales. Pour ce faire, Hilo doit souscrire un nombre suffisant de participants et maintenir ce bassin actif afin de répondre aux besoins de puissance en périodes de pointe.

Le rôle du Distributeur consiste à définir ses besoins en MW effacés pendant les périodes de pointe du matin et du soir et à émettre à Hilo des avis pour des événements de GDP. Il doit également suivre rigoureusement les résultats obtenus en termes de réductions de puissance. Pour ce faire, il demande à Hilo de démontrer sa capacité à rencontrer ses exigences par la soumission annuelle de différents documents, notamment :

*un plan marketing 5 ans et ses mises à jour ;
le suivi des conditions d'admissibilité des participants ;
l'engagement en kW et en nombre de participants pour la prochaine année ;
le calcul de la réduction de puissance réalisée. » [nous soulignons]*

Demande :

- 9.1 Le Distributeur a choisi de conclure un contrat de gré à gré avec l'agrégateur Hilo, une filiale non réglementée en propriété exclusive d'Hydro-Québec (références (ii) et (iii)), pour déployer le nouveau moyen de gestion de la puissance décrit en référence (iii) comme mesure d'efficacité énergétique (référence (i)).

La Régie comprend que le Distributeur a choisi de conclure un contrat de gré à gré avec l'agrégateur Hilo et que ce choix a été effectué sans recours préalable à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Veuillez commenter la compréhension de la Régie.

9.1.1 Veuillez notamment justifier pourquoi, le cas échéant, le Distributeur considère que ce moyen de gestion de la puissance ne constitue pas un approvisionnement assujéti à ladite procédure. Veuillez élaborer.

9.1.2 Veuillez indiquer si le Distributeur entend conclure des contrats avec d'autres agrégateurs qu'Hilo pour la gestion des charges interruptibles auprès de la clientèle résidentielle. Veuillez élaborer.

PROGRAMME HILO, TARIFICATION DYNAMIQUE ET OÉI

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0009, p. 18;
 - (ii) Suivi D-2017-140, État d'avancement 2018, p. 13;
 - (iii) Pièce B-0017, p. 10;
 - (iv) Dossier R-4057-2018, pièce B-0062, p. 90;
 - (v) Décision D-2019-157, p. 6 et 7;
 - (vi) Pièce B-0017, p. 7 et 8;
 - (vii) Suivi D-2014-037, Séance de travail Phase 1 – Tarifs domestiques tenue le 30 avril 2015, p. 4;
 - (viii) Site Web Hilo énergie, Testeurs Hilo, consulté le 10 janvier 2020;
 - (ix) Pièce B-0009, p. 21;
 - (x) Pièce B-0017, p. 6;
 - (xi) Site Web Hydro-Québec, Espace client – tarifs – tarification-dynamique, consulté le 13 janvier 2020;
 - (xii) Pièce B-0017, p. 9;
 - (xiii) Site Web Hilo énergie, Notre service – défis Hilo, consulté le 15 janvier 2020;
 - (xiv) Pièce B-0009, p. 21;
 - (xv) Dossier R-9001-2018, pièce B-0012, p. 4.

Préambule :

(i)

**TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} 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
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
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
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
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 ⁽¹⁾	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
Puissance additionnelle requise										
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.

Sans Hilo et Moyens additionnels potentiels

Contribution des marchés de court terme	502	457	774	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	105	358	636	1 299	1 594	2 516	2 841

La Régie, à titre illustratif, présente ci-haut la *Puissance additionnelle requise* sans la contribution des deux dernières initiatives proposées en gestion de la demande en puissance, soit sans Hilo et sans les moyens additionnels potentiels.

(ii) État d'avancement 2018 :

**TABLEAU 7 :
 BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	38 387	38 660	39 027	39 364	39 643	39 892	40 103	40 286
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 650	3 831	3 863	3 989	4 022	4 049	4 074	4 094
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 038	42 491	42 890	43 352	43 665	43 941	44 176	44 380
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 596	5 049	5 448	5 910	6 223	6 499	6 734	6 938
HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 875	1 966	1 976	1 976	1 968	1 968	1 968
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 486
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	1 292	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	292	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	250	300	700	1 000	1 250	1 500	2 100

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

(iii)

Projet de démonstration de charges de chauffage à plinthes interruptibles	Terminé	Comme mentionné dans l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 ⁴ , l'analyse des résultats a démontré une réduction moyenne de 2 kW pendant les périodes de pointe lorsque tous les thermostats étaient contrôlés et une réduction moyenne de 1 kW lorsque quatre thermostats seulement étaient contrôlés.
Déploiement d'outils technologiques	Terminé	Le Distributeur a testé le contrôle des plinthes électriques par des thermostats communicants auprès de 75 clients à l'hiver 2018-2019. Les résultats ont permis de confirmer la réduction moyenne de 2 kW pendant les périodes de pointe. La solution technologique s'est avérée fonctionnelle.

(iv) « *Le gain en puissance (5,3 MW) correspond à un gain moyen annuel de 1,5 kW/résidence. Il est basé sur les résultats obtenus à la suite du projet de démonstration Charges de chauffage à plinthes interruptibles qui a pris fin en 2018. En effet, suite aux mesurages complétés en 2018 et l'analyse des données, le Distributeur a pu établir le gain moyen en puissance entre 1 et 2 kW/résidence en fonction du nombre de thermostats contrôlés chez les participants au projet.* »
 [nous soulignons]

(v) « [13] La Régie note, au tableau 3.2 de la pièce B-0009, la contribution significative de la filiale Hilo (Hilo) au bilan de puissance du Distributeur, passant de 2 MW en 2019-2020 à 621 MW en 2028-2029. La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 13 décembre 2019 à 12 h, un complément de preuve à l'égard des produits et services offerts à compter de 2020 par

cette filiale dont, entre autres, des outils technologiques qui permettront aux clients de gérer leur consommation de certaines charges. La Régie demande, notamment, les informations suivantes :
[...]

- ventilation annuelle du nombre de participants, selon les hypothèses utilisées, entre la clientèle résidentielle, commerciale, industrielle et institutionnelle, précisant le type de charge (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, et autres charges pouvant faire l'objet d'un effacement);
- Description des hypothèses d'effacement, par participant et par type de charge [section 2.4] ;
- Description de la forme et du montant de rétribution prévu pour les participants [section 2.5] ; » [nous soulignons]

(vi) « Les choix technologiques et le rythme de déploiement de celles-ci sont du ressort de Hilo, les réductions de puissance pouvant provenir du contrôle des charges de chauffage de l'espace ou de l'air ou de toute autre source.

Cela dit et comme mentionné au tableau 3.3 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), Hilo privilégiera dans une première phase le contrôle à distance des thermostats intelligents des clients résidentiels participants pour réduire la demande résidentielle d'électricité en pointe (charge de chauffage de l'espace), soit l'usage ayant actuellement le plus grand potentiel de réduction de puissance. Le contrôle des charges de chauffage de l'eau pourra éventuellement s'ajouter. » [nous soulignons]

2.3 Ventilation annuelle du nombre de participants

« Hilo a la responsabilité de mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles convenues avec le Distributeur, en sollicitant le nombre de clients requis et en assurant un effacement par participant suffisant afin d'atteindre les cibles de réduction de puissance pendant les plages horaires spécifiées par le Distributeur.

Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur comprend qu'Hilo souhaitait recruter 1 000 clients testeurs, cible atteinte en date d'aujourd'hui. » [nous soulignons]

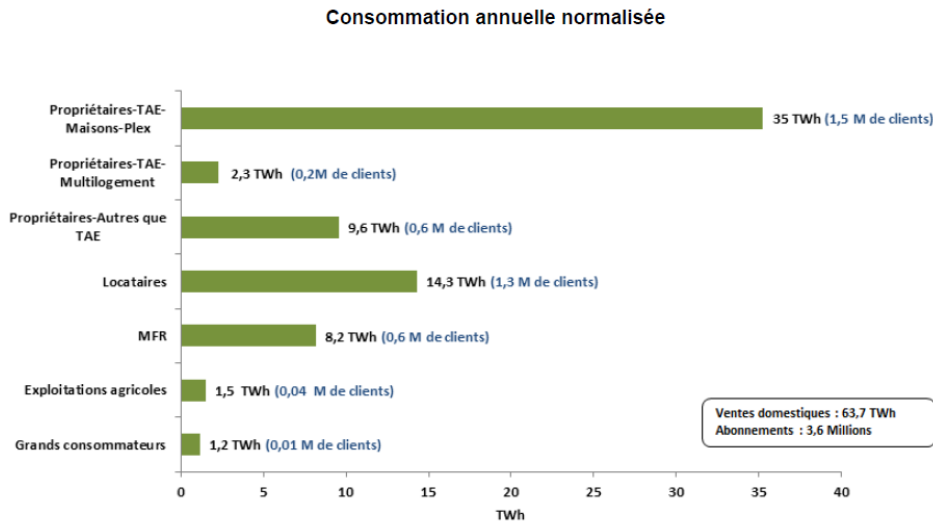
« 2.4 Hypothèses d'effacement

Hilo estime une réduction moyenne en pointe de 2 kW par client participant, laquelle est validée par les projets pilotes réalisés par le Distributeur, et d'une pénétration à l'horizon du Plan de près de 15 % du marché cible, soit 6 % de l'ensemble de la clientèle résidentielle en 2029. Le Distributeur estime ces hypothèses réalistes et atteignables selon les taux de pénétration observés dans d'autres juridictions pour des offres de maisons intelligentes, incluant le contrôle de la charge de chauffage. » [nous soulignons]

(vii)

ALIMENTER
L'AVENIR

1. Portrait de la clientèle



La Régie note par ailleurs, aux pages 5 et 6 - *Portrait de la clientèle*, que la superficie moyenne associée au groupe Propriétaires-TAE-Maisons-Plex est de 2 157 pi², alors que celle associée au groupe Propriétaires-TAE-Multilogements est de 1 198 pi².

(viii) Site Web Hilo énergie

« Combien ça coûte ?

C'est gratuit pendant toute la durée de la période de pré-lancement ! On vous prête les produits intelligents et on les installe chez vous gratuitement (l'installation est d'une valeur de 400 \$). Une fois la période de pré-lancement terminée, on vous invite à continuer à utiliser Hilo en profitant d'une offre exclusive : si vous devenez client, vous bénéficierez d'une réduction allant jusqu'à 500 \$ sur la valeur des produits intelligents. Et si vous décidez de ne plus utiliser Hilo après la période de pré-lancement ? On réinstalle gratuitement vos anciens thermostats et on reprend les produits, tout simplement !*

** Pour 12 thermostats installés et à condition de compléter les défis Hilo en mode audacieux et de répondre aux sondages. » [nous soulignons]*

(ix) « *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* ».

(x) « Le rôle du Distributeur consiste à définir ses besoins en MW effacés pendant les périodes de pointe du matin et du soir et à émettre à Hilo des avis pour des événements de GDP. Il doit également suivre rigoureusement les résultats obtenus en termes de réductions de puissance. Pour ce faire, il demande à Hilo de démontrer sa capacité à rencontrer ses exigences par la soumission annuelle de différents documents, notamment:

- un plan marketing 5 ans et ses mises à jour ;
- le suivi des conditions d'admissibilité des participants ;
- l'engagement en kW et en nombre de participants pour la prochaine année;
- le calcul de la réduction de puissance réalisée. » [nous soulignons]

(xi) « Déploiement progressif

Nous déployons les nouvelles offres de tarification dynamique de façon graduelle afin d'assurer un accompagnement optimal de la clientèle. Des clients sélectionnés au hasard ont reçu un courriel les invitant à participer. Ils étaient libres de s'inscrire à l'une des offres ou de conserver leur tarif actuel.

Pour l'hiver 2019-2020, le nombre maximal de clients pouvant s'inscrire a été atteint. » [nous soulignons]

Conservez votre tarif actuel ou choisissez l'offre qui vous convient le mieux.

TARIF D (de base)	TARIF D avec option de crédit hivernal	TARIF FLEX D (100 heures)
Ce tarif est le même toute l'année, été comme hiver. Détail	L'hiver, réduisez votre consommation pendant les événements de pointe et accumulez des crédits.	En hiver, limitez votre consommation pendant les 100 heures d'événements de pointe et économisez.
Coût estimé : 1 000 \$	Économie possible : 70 \$ Coût estimé : de 930 \$ à 1 000 \$	Économie possible : 100 \$ Coût estimé : de 900 \$ à 1 025 \$
✓ Tarif actuel	En savoir plus	En savoir plus

(xii) « Un client d'Hilo ne pourra ainsi pas s'abonner à la tarification dynamique et inversement, un client qui souscrit à la tarification dynamique ne pourra pas participer aux offres d'Hilo. »

(xiii) « Les défis Hilo, ça vous rapporte ! Pendant la saison froide, on vous propose jusqu'à 30 défis de réduction. En les relevant, vous recevez de l'argent. La formule est simple : acceptez les

actions automatiques proposées par Hilo et touchez une récompense pour chaque kilowattheure (kWh) non consommé. »

Pourquoi relever les défis Hilo?

Réduire la production de GES

En consommant moins à la maison en période de grande demande, on fait baisser les achats d'énergie (souvent moins propre que la nôtre) de l'étranger. Avec un petit geste, on peut aider à diminuer la production de gaz à effet de serre.

Recevoir des récompenses en argent

Moins vous consommez d'énergie pendant les défis, plus vous accumulez des récompenses en argent.
Jusqu'à 90 \$ par année, c'est payant!

Accumulez les récompenses en argent

Le calcul est simple : moins vous consommez d'énergie lors d'un défi, plus vous recevez d'argent.

Nous nous occupons de tout ! Vous pourrez suivre vos défis avec l'application mobile Hilo.

Défi réussi
Votre récompense
2,75\$
Vous avez consommé 5 kWh de moins que d'habitude.

[nous soulignons]

(xiv) « 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.

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

(xv)

TABLEAU 2 :
SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE
HIVERS 2017-2018 ET 2018-2019

	Hiver 2017-2018			Hiver 2018-2019		
	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs	Option I	Option II	Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs
Nombre de clients	23	1	1	23	1	1
MW effectifs (moyenne mensuelle)	909,0	17,6	2,2	894,2	16,0	2,1
Nombre d'appels	5	1	2	2	0	2
Nombre d'heures d'interruption / client	0 à 24	5	9	0 ou 10	-	10
Crédits versés (k\$)	14 411,1			12 791,1		

Demandes :

- 10.1 Veuillez confirmer que, par rapport à l'état d'avancement de 2018 dont le bilan en puissance est présenté en référence (ii), le report de deux ans des besoins en approvisionnement de long terme, soit de 2023-2024 à 2025-2026 selon le présent Plan, s'explique essentiellement par l'effacement dû à l'introduction du programme Hilo et de l'effacement découlant des *moyens additionnels potentiels*.
- 10.1.1. Veuillez confirmer qu'en l'absence de ces deux « moyens », un appel d'offres devrait être lancé plus tôt pour répondre à des besoins en approvisionnement de long terme dès 2022-2023, tel que présenté en référence (i).
- 10.1.2. Veuillez élaborer sur le rôle critique de ces deux initiatives et de leur succès dans l'évaluation du plan d'approvisionnement 2020-2029.
- 10.2 Considérant que dans le projet de démonstration de charges de chauffage à plinthes interruptibles, l'analyse des résultats démontre une réduction moyenne de 1 kW lorsque 4 thermostats sont contrôlés (référence (iii)), veuillez préciser le nombre moyen de thermostats contrôlés dans la portion de l'échantillon ayant produit une réduction moyenne de 2 kW « *lorsque tous les thermostats étaient contrôlés* ».
- 10.2.1. Veuillez préciser la taille de l'échantillon et la répartition du type de résidence entre Propriétaires-TAE-Maisons-Plex, Propriétaires-TAE-Multilogements et Locataires.
- 10.3 Veuillez préciser le nombre de thermostats communiquant par résidence ainsi que le type de résidence des 75 clients du projet *Déploiement d'outils technologiques*, testé à l'hiver 2018-2019 (référence (iii)).

- 10.4 Veuillez mettre à jour le *Portrait de la clientèle aux tarifs domestiques* présenté en référence (vii).
- 10.4.1. Veuillez présenter la répartition des clients résidentiels entre Propriétaires-TAE-Maisons-Plex, Propriétaires-TAE-Multilogements, Propriétaires autres que TAE, et Locataires.
- 10.5 Veuillez concilier l'effacement moyen annuel de 1,5 kW par résidence de la référence (iv), basé sur les résultats obtenus à la suite du projet de démonstration Charges de chauffage à plinthes interruptibles qui a pris fin en 2018, et la réduction moyenne en pointe de 2 kW par client participant, présentée en référence (vi), laquelle serait validée par les projets pilotes réalisés par le Distributeur.
- 10.6 Veuillez préciser si le marché cible d'Hilo est constitué essentiellement des 1,5 million de clients Propriétaires-TAE-Maisons-Plex au tarif D chauffant des superficies moyennes de 2 157 pi², selon le *Portrait de la clientèle aux tarifs domestiques* de la référence (vii).
- 10.7 Considérant les investissements requis par les abonnés pour le remplacement des thermostats, puisque la subvention d'Hilo ne couvre qu'une portion des coûts tel que l'indique la référence (viii), veuillez élaborer sur le potentiel d'attrait et le taux de pénétration attendu du programme Hilo auprès des 1,3 million de locataires (référence (vii)).
- 10.8 Considérant que les économies potentielles d'un client dépendent de ses charges de chauffage à la pointe et considérant que les propriétaires de condos chauffent une superficie moyenne de 1 198 pi², selon le *Portrait de la clientèle aux tarifs domestiques* de la référence (vii), soit une superficie inférieure à celle des Propriétaires-TAE-Maisons-Plex, veuillez élaborer sur le potentiel d'attrait et le taux de pénétration attendu du programme Hilo auprès des propriétaires de condos.
- 10.9 Veuillez préciser les juridictions auxquelles le Distributeur réfère lorsqu'il affirme que les hypothèses avancées, tel que celle d'un taux de pénétration de 15 % du marché cible, sont « *réalistes et atteignables selon les taux de pénétration observés dans d'autres juridictions pour des offres de maisons intelligentes, incluant le contrôle de la charge de chauffage* » (référence (vi)). Veuillez fournir les références appropriées et commenter.
- 10.10 Considérant que la filiale Hilo visera, dans une première phase, la même clientèle résidentielle que les options de tarification dynamique, veuillez préciser le rythme prévu du déploiement progressif, mentionné en référence (xi) et contrôlé par le Distributeur, de l'offre de tarification dynamique au fil des années, tel que présenté au bilan en puissance de la référence (i). Veuillez préciser le moment auquel ces options devraient être disponibles à tous, sans limitation du Distributeur.
- 10.11 Veuillez préciser le nombre de courriels d'invitation à participer aux options de tarification dynamique transmis par le Distributeur pour l'hiver 2019-2020, le nombre de

réponses positives reçues ainsi que le nombre de clients inscrits à l'option de crédit hivernal ainsi qu'à l'option Tarif Flex D. Veuillez déposer une copie du courriel d'invitation.

- 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.
- 10.13 Considérant que, selon les projections du Distributeur, l'effacement de la tarification dynamique passera de 4 fois plus importante que celle d'Hilo en 2019-2020 à 10 fois moins importante que celle d'Hilo en 2023-2024 (référence (i)), veuillez élaborer sur les motifs expliquant le rythme de déploiement du programme et des options de tarification dynamique, d'adoption par la clientèle et de croissance de l'effacement, qui diffère de ces deux moyens de gestion de la pointe (GDP), qui s'adressent pourtant à la même clientèle résidentielle.
- 10.14 Veuillez confirmer si le Distributeur compte privilégier le recours à la filiale Hilo pour générer l'effacement de la clientèle résidentielle, plutôt qu'à la tarification dynamique.
- 10.15 Veuillez présenter les avantages et inconvénients, pour le Distributeur, de chacun de ces deux moyens de gestion de la demande qui s'adressent à la même clientèle.
- 10.16 Considérant qu'un client participant aux options de tarification dynamique a comme incitatif l'espérance de voir sa facture d'électricité réduite de 70 \$ à 100 \$ (référence (xi)), et qu'un participant à Hilo devra investir plusieurs centaines de dollars en équipement, même après subvention, pour une espérance similaire d'économiser « *jusqu'à 90 \$ par année* » (référence (xiii)), veuillez expliquer le différentiel du taux de pénétration prévu par le Distributeur entre le programme Hilo et celui des options de tarification dynamique.
- 10.17 Veuillez indiquer si le Distributeur sera appelé à rembourser ou compenser, en tout ou en partie, de façon directe ou indirecte, le coût des produits offerts aux clients ainsi que leur installation et désinstallation par la filiale Hilo, tel que souligné en référence (viii).
- 10.17.1. Si oui, veuillez décrire les modalités de remboursement ou compensation prévues.
- 10.18 Veuillez préciser la période qui sera couverte par le contrat de la référence (ix), entre Hilo et le Distributeur, en précisant le nombre d'années pour lesquelles Hilo sera tenu de respecter des cibles précises de réduction de puissance.

- 10.18.1. Veuillez préciser le nombre d'années pour lesquelles la forme et les montants de compensation globale par kW effacé offerts par le Distributeur à Hilo seront déterminés par contrat. Veuillez élaborer.
- 10.19 Veuillez fournir le coût global prévu pour le Distributeur, pour les 3 premières années du programme Hilo, par kW effacé.
- 10.20 Attendu qu'Hilo « a la responsabilité de mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles convenues avec le Distributeur, en sollicitant le nombre de clients requis et en assurant un effacement par participant suffisant afin d'atteindre les cibles de réduction de puissance pendant les plages horaires spécifiées par le Distributeur » (référence (vi)), veuillez élaborer sur la forme et la nature des engagements et garanties offertes par Hilo quant à l'atteinte des cibles pluriannuelles fixées par le Distributeur et inscrites au bilan en puissance du Plan.
- 10.21 Considérant qu'un avis favorable du Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) a été émis en mai 2019, veuillez préciser l'horizon approximatif de la disponibilité commerciale d'un chauffe-eau répondant aux critères anti-légionelle et l'ajout des charges de chauffage de l'eau à l'offre d'Hilo. Veuillez élaborer.
- 10.22 Le Distributeur présente au tableau 3.2 (référence (i)), une projection de la contribution d'Hilo pour les 10 prochaines années. La Régie comprend, à la lecture de la référence (xiv), qu'une portion de cette contribution proviendrait du chauffage résidentiel des espaces, du chauffage résidentiel de l'eau et une autre portion proviendrait des secteurs commerciaux, industriels et institutionnels. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie, sinon veuillez expliquer.
- 10.23 La Régie comprend que le choix des moyens, des technologies et de la stratégie d'implantation serait de la responsabilité d'Hilo, tel qu'il apparaît en référence (vi). Elle comprend également que pour produire la projection pluriannuelle de la contribution d'Hilo du tableau 3.2 de la référence (i), le Distributeur a dû poser un certain nombre d'hypothèses quant à la contribution d'une offre visant la chauffe résidentielle des espaces, la chauffe résidentielle de l'eau et la contribution des secteurs commerciaux, institutionnels et industriels. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie, sinon veuillez expliquer.
- 10.24 Tel qu'ordonné par sa décision D-2019-157, la Régie demande au Distributeur de présenter, selon les hypothèses qu'il a utilisées pour produire sa projection pluriannuelle du tableau 3.2 du Plan, la contribution respective de la chauffe résidentielle des espaces, de la chauffe résidentielle de l'eau et de la contribution de la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle, en fournissant le nombre de participants par type de clientèle et par type de charge, tel que souligné à la référence (v), ainsi que les hypothèses d'effacement par participant et par type de charge.

10.25 Selon les données des trois derniers rapports annuels du Distributeur, l'effacement effectif des clients de grande puissance à l'option de l'électricité interruptible a diminué au cours des hivers 2016-2017, 2017-2018 et 2018-2019, passant de 965 MW, à 929 MW et 912 MW (référence xv). Veuillez valider et expliquer l'utilisation de l'hypothèse d'effacement de 1 000 MW par année pour l'électricité interruptible au bilan en puissance de Distributeur (référence (i)), considérant l'effacement effectif moindre des 3 dernières années.

PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE DISTRIBUÉE

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 14;
 - (ii) Pièce B-0007, p. 38;
 - (iii) Site Web Hydro-Québec, Panneaux solaires au Québec – Coûts et rentabilité, consulté le 13 janvier 2020;
 - (iv) Dossier R-4057-2018, pièce B-0045, p. 35.

Préambule :

(i) « Production photovoltaïque distribuée

- *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. »*

(ii)

**TABLEAU 2.8 :
 ÉCARTS DES VENTES PRÉVUES PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En TWh	2016 ¹	2017 ²	2018 ²	2019 ³	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Développements de marchés											
Chaînes de blocs	0,0	0,0	0,5	1,0	1,7	4,1	5,3	5,3	5,2	4,7	2,5
Centre de données	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,7	1,0	1,3	1,5	1,8
Serres	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0
Technologies émergentes											
Électrification des transports	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,1
Photovoltaïque	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4
Croissance de base											
Industriel	0,2	0,6	-3,5	-2,8	0,6	2,1	1,9	1,6	1,2	0,9	0,0
Aluminerie	0,0	-0,5	-5,0	-4,5	-0,6	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,4
Pâtes et papier	0,2	0,8	1,0	0,8	1,0	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,2
Autres industriel	0,0	0,4	0,5	0,8	0,2	0,2	0,0	-0,1	-0,2	-0,4	-0,6
Résidentiel	0,6	0,6	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
Commercial	0,1	0,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,5	1,6	1,6
Écart totaux	1,0	1,7	-1,0	0,1	4,4	8,7	10,3	10,4	10,3	9,9	7,2

Notes:

¹ Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2016 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026 et valeurs réelles pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

² Valeurs réelles pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

³ Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2019 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

(iii) Site Web d'Hydro-Québec :

« *Énergie solaire photovoltaïque*

Coûts et rentabilité : ne tombez pas dans le panneau !

L'investissement important que nécessite l'installation de panneaux solaires par rapport aux faibles économies annuelles réalisées sur la facture d'électricité représente le principal frein à l'essor de la filière solaire photovoltaïque au Québec. Voici quelques exemples de fausses promesses de certains vendeurs de panneaux solaires et des aspects importants à prendre en considération au moment d'évaluer votre projet d'investissement. Soyez informés ! » [nous soulignons]

(iv) « *Ce faisant, l'option I de mesurage net accorde le même prix, soit la même valeur économique, aux kWh injectés sur le réseau du Distributeur qu'aux kWh vendus par le Distributeur. Conséquemment, il en résulte un transfert de coûts vers les autres clients puisque aucune valeur économique n'est attribuée au service de stockage et d'équilibrage dont bénéficie le client autoproducteur.*

À l'instar de l'option III, approuvée par la Régie dans la décision D-2018-025, et dans le contexte de l'essor de la production d'électricité distribuée (plus de 400 nouveaux clients à l'option de mesurage net depuis octobre 2017), le Distributeur propose de revoir le traitement économique des injections sur le réseau de façon à accorder une juste valeur au service de stockage et d'équilibrage, limitant ainsi le transfert de coûts vers le reste de la clientèle. La Régie indique d'ailleurs qu'elle comprend l'argument du Distributeur selon lequel l'autoproduction par un client ne lui permet d'éviter que son coût variable de production.

L'option II proposée permettrait d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau du Distributeur une valeur économique reflétant le coût évité en énergie, incluant les pertes, soit 2,96 ¢/kWh en réseau intégré.

[...]

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'introduction de l'option II et les modifications qui en découlent à l'option III de mesurage net, et de réserver l'option I aux seuls clients qui en bénéficient au 31 mars 2019, et ce, jusqu'au 31 mars 2029. » [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Veuillez confirmer que la production photovoltaïque distribuée ne constituait pas un enjeu du Plan 2017-2026 pour le réseau intégré.

- 11.1.1. Veuillez préciser si le Distributeur prévoit que la baisse des ventes de 1,3 TWh, à l'horizon 2029, se produira principalement vers la fin de l'horizon du présent Plan, soit entre 2026 et 2029. Veuillez expliquer.
- 11.2 Veuillez préciser le nombre de clients inscrits à l'option de mesurage net au 31 décembre 2019 et veuillez estimer l'impact sur les ventes annuelles du Distributeur de la production photovoltaïque de ces participants à l'option de mesurage net.
- 11.3 Veuillez préciser si le constat du Distributeur quant au transfert de coût sur les autres clients, en référence (iv), dont bénéficient les clients autoproducteurs inscrits à l'option I du mesurage net, est toujours valable. Si oui, veuillez confirmer si l'introduction d'un nouveau tarif, sous la forme de l'option II présentée en référence (iv), est toujours souhaitable afin de corriger cette situation. Veuillez élaborer.
- 11.4 Veuillez confirmer que l'accroissement du taux de diffusion des systèmes photovoltaïques résidentiels entraînant une baisse des ventes du Distributeur d'un peu moins d'un TWh à l'horizon 2029, tel que compris de la référence (i), repose sur l'hypothèse du maintien de l'option de mesurage net actuellement en vigueur. Sinon, veuillez expliquer.
- 11.5 Veuillez préciser si le Distributeur entend présenter un nouveau tarif, soit une option II s'appliquant aux nouveaux clients autoproducteurs. Si oui, à quel moment le Distributeur prévoit-il présenter une demande d'approbation. Si non, veuillez expliquer la position du Distributeur.

PROGRAMME « CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENIELLES »

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0017](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0017](#), p. 8;
 - (iii) Décision [D-2019-027](#) p. 130 à 132.

Préambule :

- (i) « *Un client d'Hilo ne pourra ainsi pas s'abonner à la tarification dynamique et inversement, un client qui souscrit à la tarification dynamique ne pourra pas participer aux offres d'Hilo.*

Même si les deux mesures visent le marché résidentiel, le Distributeur est d'avis qu'elles s'adressent néanmoins à des clients de profils différents. En effet, d'un côté, l'offre de l'agrégateur Hilo vise le contrôle de charges et comprend la fourniture de produits et services ayant notamment pour objectif la réduction de la consommation d'énergie. De l'autre, les options de tarification dynamique visent davantage les changements de comportements des clients qui y adhèrent en contrepartie d'une réduction de leur facture, lesquels maintiennent le contrôle de leurs charges.

Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur considère que ces deux moyens de gestion de la puissance sont suffisamment distincts pour que le risque de chevauchement, en ce qui concerne leur impact en puissance, soit considéré minime. Il n'y a par conséquent aucun besoin de développer une méthodologie visant à distinguer les impacts de ces deux moyens de gestion de la puissance offerts à la clientèle résidentielle. » [nous soulignons]

(ii) *« Hilo est responsable de mettre en oeuvre les moyens administratifs, financiers, commerciaux et techniques de son choix pour répondre aux exigences du Distributeur, incluant une rétribution aux clients participants selon la forme et la valeur qu'il juge nécessaire pour l'atteinte des cibles de réduction de puissance convenues avec le Distributeur. Le Distributeur n'est pas impliqué dans la détermination de la compensation aux clients participants. » [nous soulignons]*

(iii) Dans sa décision D-2019-027, la Régie notait que, selon le Distributeur, le programme *Charges interruptibles résidentielles* devait s'étendre sur une période de sept ans pour être rentable, qu'il consistait en l'installation gratuite d'équipements domotiques et que les clients n'auraient pas accès aux avantages de la tarification dynamique pour éviter une double rémunération des kW effacés. La Régie notait que le Distributeur soulignait aussi que l'intérêt de mesures comme la domotique était justement de pouvoir profiter de la tarification dynamique. Elle concluait :

« [564] Même si les participants n'ont pas à modifier leur comportement pendant les périodes de pointe, puisque leurs équipements seront télécommandés par le Distributeur, ces interventions auront nécessairement un impact sur leur consommation. De ce fait, il y a lieu de clarifier comment ces participants seront convaincus, à partir du deuxième hiver, d'accepter que leurs équipements continuent d'être contrôlés par le Distributeur, sans aucun bénéfice en retour, la perception de la nouveauté et de l'intérêt des équipements domotiques pouvant s'effriter rapidement avec le temps. »

Elle faisait alors la demande suivante :

« [566] La Régie demande toutefois au Distributeur de clarifier comment il entend intéresser les participants à accepter d'être interrompus en période de pointe, sans aucune rémunération. »

Demandes :

- 12.1 Veuillez indiquer si la rétribution aux clients participants mentionnée en référence ii) est la réponse du Distributeur à la demande de la Régie au paragraphe 566 de sa décision D-2019-027 et en quoi cette rétribution est différente des options tarifaires pour la pointe critique.
- 12.2 Veuillez confirmer que le principe de la tarification dynamique est de rémunérer un client chaque hiver, à la seule condition que ce client abaisse ses charges en période de pointe.

- 12.3 Veuillez confirmer que le premier objectif visé par l'offre Hilo est la réduction de puissance à la pointe.
- 12.4 Veuillez confirmer que la seule différence entre les deux interventions décrites plus haut réside dans le contrôle des charges en période de pointe : assumé par une personne mandatée par le Distributeur (un agrégateur), dans le cas de l'offre Hilo, ou par le client consommateur, pour la tarification dynamique, ce consommateur pouvant par ailleurs se faire offrir par le marché des options pour répondre de façon automatisée au signal tarifaire de pointe du Distributeur.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0007, p. 24 et 25;
 - (ii) Décision D-2019-088, par. 189 à 271, p. 53 à 78.

Préambule :

(i) « *Hydro-Québec, Transition énergétique Québec (TEQ) de même que les fabricants d'équipements contribueront, par leurs efforts, à l'amélioration de l'efficacité énergétique du marché résidentiel. Concrètement, ces efforts devraient se refléter dans :*

- a. la mise à jour du code de construction, la norme Novoclimat 2.0 et les subventions associées qui ont une incidence directe sur l'amélioration de l'enveloppe thermique ;*
- b. une pénétration accrue des thermopompes sur le marché, autant pour la climatisation que pour le chauffage principal ;*
- c. la progression de la diffusion des ampoules DEL chez la clientèle résidentielle, lesquelles sont, par ailleurs, fortement favorisées dans les nouvelles constructions ;*
- d. les gains d'efficacité pour les nouveaux gros électro-ménagers provenant notamment du remplacement d'appareils énergivores.*

L'ensemble des efforts en efficacité énergétique, à l'horizon du Plan, contribue à une réduction des ventes résidentielles de près de 4 TWh, et ce, tous usages confondus. Cette réduction de la consommation unitaire se reflète de façon plus marquée dans les nouvelles constructions. »

(ii) Décision relative à l'approbation des programmes et des mesures du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétique du Québec 2018-2023 (le Plan directeur 2018-2023), sous la responsabilité des distributeurs d'énergie ainsi que sur l'apport financier nécessaire à leur réalisation; section relative aux programmes et mesures sous la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution.

Demandes :

- 13.1 Le Distributeur indique que la prévision de la demande sur l'horizon du Plan tient compte de l'impact des différents programmes relatifs aux mesures en efficacité énergétique (référence (i)). À cet égard, veuillez élaborer sur l'état d'avancement du PGEÉ du Distributeur, notamment dans quelle mesure celui-ci suit la prévision associée aux montants autorisés par la Régie dans sa décision D-2019-088 (référence (ii)).
- 13.2 Veuillez quantifier les économies d'énergie totales résultant des mesures gouvernementales, des programmes du Distributeur.

Veuillez quantifier les économies d'énergie totales résultant des différentes mesures et initiatives du secteur privé qui ne sont pas sous le contrôle du Distributeur.

**RÉSEAUX AUTONOMES
IMPACT DE L'OCTROI DE 10 kWh SUPPLÉMENTAIRES AU TARIF
DE LA PREMIÈRE TRANCHE DU TARIF DN SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ET EN PUISSANCE**

- 14. Références :**
- (i) Dossier R-4057-2018 – phase 2, Pièce [B-0214](#), p. 6 ;
 - (ii) Dossier R-4057-2018 – phase 2, Pièce [B-0214](#), p. 34 ;
 - (iii) Dossier R-4057-2018 – phase 2, Pièce [B-0214](#), p. 30 [et 35](#);
 - (iv) Pièce [B-0010](#), p. 54 à 63;
 - (v) Pièce [B-0010](#), p. 64 à 73;
 - (vi) Pièce [B-0010](#), p. 74 à 78;
 - (vii) Pièce [B-0010](#), p. 33.

Préambule :

- (i) Dans le cadre de la demande tarifaire 2019-2020, donc avant la décision faisant passer le seuil de la première tranche de consommation des tarifs domestiques de 30 kWh/jour à 40 kWh/jour, le Distributeur dresse le portrait suivant de ses clients au tarif DN et quantifie la part de leur consommation en 2^e tranche.

**TABLEAU R-1.1 :
 RÉPARTITION DES ABONNEMENTS AU TARIF DN PAR TYPE DE CLIENTS**

Clients	Tous		Jamais en 2 ^e tranche		Parfois en 2 ^e tranche		Plus de 30 % en 2 ^e tranche	
	Nb	%	Nb	%	Nb	%	Nb	%
Administration régionale Kativik	175	3%	130	3%	39	3%	6	2%
Commission Scolaire Kativik	415	7%	329	7%	61	4%	25	8%
La Société Makivik	23	0%	21	0%	1	0%	1	0%
Office municipal d'habitation Kativik	4 392	70%	3 169	71%	1 035	70%	188	61%
Particuliers	333	5%	147	3%	163	11%	23	7%
Autres ¹	896	14%	658	15%	173	12%	65	21%
Total	6 234	100%	4 454	71%	1 472	24%	308	5%

¹ Les abonnements "Autres" sont des abonnements pour usage domestique dont le responsable n'est pas inclus dans les autres catégories.

(ii) « Le prix de 1,89 \$/litre en vigueur au Nunavik durant la saison 2018-2019, tel qu'il est publié par la Régie dans le relevé hebdomadaire des prix du mazout léger de la semaine du 24 juin 2019, correspond à un prix de 26 ¢/kWh-équivalent¹. [Note 1] En supposant une valeur calorifique de l'électricité de 3,6 MJ/kWh et du mazout de 37,5 MJ/litre, et un taux d'efficacité du système de mazout de 70 %. ».

(iii) À la page 30 :

« Selon le Distributeur, le fait de ne pas avoir constaté la présence de chauffage d'appoint électrique à l'intérieur d'un logement au cours d'un audit n'est pas suffisant pour en prouver l'absence. Le Distributeur tient également à préciser que le fait qu'une consommation soit supérieure à la consommation moyenne des clients chauffant à l'électricité n'est pas non plus suffisant pour prouver la présence de chauffage d'appoint électrique. »

Page 35 :

« [...] considérant que 95 % des résidents du Nunavik habitent des logements gérés par des organismes et qu'ils ne reçoivent pas de facture d'électricité, ceux-ci ne percevront pas cette économie. De ce fait, il est peu plausible qu'ils modifient leurs habitudes de consommation relatives au chauffage puisque le signal de prix associé à leur consommation d'électricité ne se rend pas jusqu'à eux. [...]» Toute augmentation de charge au Nunavik, qu'elle soit attribuable à la croissance des abonnements ou à l'ajout de chauffage d'appoint électrique, peut causer un retardement d'investissement. Le Distributeur estime toutefois que l'impact possible sur la demande d'électricité au tarif DN d'une augmentation de l'utilisation du chauffage d'appoint électrique est marginal. » [nous soulignons]

- (iv) 7.3. Prévion de la demande 2019-2029 par territoires et par réseaux.
- (v) 7.4. Comparaison des prévisions par rapport au Plan 2017-2026.
- (vi) 7.5. Bilan en puissance par réseaux.

(vii) Tableau 5.1 – Marge de puissance par réseau après application du critère de fiabilité.

La Régie constate aux références (i) et (ii) que :

- 95 % des abonnés au tarif DN ne sont pas des particuliers mais des institutions ou des gestionnaires de parcs immobiliers qui gèrent leur budget avec l'aide de professionnels.
- 4 454 abonnés sur un total de 6 234 ne consomment jamais plus de 30 kWh/jour et auraient donc droit à plus de 10 kWh par jour au tarif de 6,08 ¢/kWh (au 1^{er} avril 2019) après le passage de la 1^{ère} tranche à 40 kWh par jour.

Demandes :

- 14.1 Veuillez confirmer que 95 % des résidents du Nunavik n'ont pas intérêt à changer leurs habitudes de chauffage, parce que les économies générées ne se rendraient pas jusqu'à eux, mais que les gestionnaires des parcs immobiliers où ils sont logés y auraient, quant à eux, un intérêt direct.
- 14.2 Veuillez élaborer sur l'impact potentiel, sur la prévision de la demande au Nunavik, de la hausse de 10 kWh/jour du seuil de la 1^{ère} tranche du tarif DN. Veuillez notamment élaborer sur l'impact des économies potentielles, pour les clients au tarif DN, des économies d'énergie qui peuvent être réalisées dans le secteur de la chauffe, en lien avec le rehaussement du seuil de la 1^{ère} tranche du tarif.
- 14.3 Veuillez déposer, pour les réseaux du Nunavik, une mise à jour des références (iv) à (vii) en précisant les hypothèses retenues pour cette mise à jour, reflétant notamment l'impact de la hausse du seuil de la 1^{ère} tranche du tarif DN.
- 14.4 Veuillez fournir un estimé de l'impact de cette mise à jour sur la différence annuelle entre les coûts associés aux réseaux autonomes et les revenus de leurs ventes d'électricité.
- 14.5 Veuillez fournir un estimé de l'augmentation des émissions de GES des réseaux du Nunavik découlant de cette mise à jour.
- 14.6 Veuillez élaborer sur la pertinence et l'opportunité d'introduire un élargissement de l'interdiction, au Nunavik des usages thermiques de l'électricité au secteur résidentiel, pour limiter l'usage de l'électricité aux usages de base qui, tel que mentionné en référence (iii), n'ont pas raison d'augmenter suite à l'augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche.

**RÉSEAUX AUTONOMES
PRINCIPES DIRECTEURS DE PROJETS DE TRANSITION
ET FIABILITÉ DE SERVICE AU MOINDRE COÛT**

- 15. Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 14;
(ii) Pièce [B-0010](#), p. 29.

Préambule :

(i) « *Pour intégrer de l'énergie renouvelable dans un réseau autonome, l'ajout de batteries de stockage n'est pas suffisant pour assurer la fiabilité du service. Une deuxième source de production doit être disponible en tout temps et, pour cette raison, une alimentation au diesel devra être maintenue. Pendant la période du présent Plan, certains groupes diesels permanents devront ainsi être remplacés ou ajoutés.* » [nous soulignons]

(ii) « *Le critère de fiabilité basé sur la puissance garantie est appliqué dans l'ensemble des 22 réseaux autonomes. Dans un réseau avec plusieurs centrales, le critère s'applique à l'ensemble du réseau (puissance installée de l'ensemble des centrales) et non à chacune des centrales (par exemple, Lac Robertson et Schefferville).*

Dans le cas d'un producteur hydroélectrique privé, la puissance du groupe le plus puissant correspond à la puissance installée de ce producteur (par exemple, Inukjuak). »

Demandes :

15.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la conversion d'un réseau autonome dont la centrale diesel est à la limite du respect du critère de fiabilité avec une centrale à énergie renouvelable comprenant un seul groupe de production amène à long terme peu de réduction des besoins de puissance installée en groupes diesel du Distributeur et pourrait même amener à ajouter de nouveaux groupes pour assurer la fiabilité en puissance en plus du projet de transition pour répondre à la croissance de la demande.

15.1.1. Si cette compréhension est exacte, veuillez commenter la pertinence d'ajouter un critère permettant de guider les décisions de projets de transition basés sur une centrale à énergie renouvelable, qui pourrait être formulé ainsi : « *que la centrale soit constituée de plus d'un groupe de production, de façon à ce qu'en cas de défaillance du plus gros d'entre eux, les groupes restants, plus l'ancienne centrale diesel de réserve, soient suffisants pour garantir le respect du critère de fiabilité en puissance pour au moins xy années [à définir].* » Le cas échéant, veuillez proposer un autre critère.

15.1.2. Sinon, veuillez élaborer.

**RÉSEAUX AUTONOMES
COORDINATION DES PROJETS DE CONVERSION À L'ÉNERGIE
RENOUVELABLE DU DISTRIBUTEUR AVEC CEUX DE TEQ**

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 21;
 - (ii) Dossier R-4043-2018, pièce [B-0005](#), p. 223;
 - (iii) Pièce [B-0010](#), p. 39 et 40.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur vise toujours à convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergies plus propres et moins chères. Comme annoncé dans l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, la stratégie d'appels de propositions au marché a été revue pour mieux l'adapter au contexte d'affaires particulier de certaines communautés et à la complexité que pose l'intégration d'énergie renouvelable dans ses installations.* » [nous soulignons]

(ii) Dans le cadre du Plan directeur 2019-2023 de Transition énergétique Québec (TEQ), un budget de 26,6 M\$ est prévu d'ici 2023 en lien avec des activités sous la responsabilité de TEQ. Ces activités, dont les impacts restent à définir, sont liées à l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux isolés :

80. Évaluer et mettre à l'essai différents scénarios de fourniture d'énergie dans les réseaux autonomes	IND	DC	DC	26 600 000 \$
80.1. Intégrer l'énergie renouvelable dans les réseaux isolés (TEQ)	IND	DC	DC	26 600 000 \$

(iii) Le Distributeur présente sa stratégie de conversion des réseaux autonomes. Il conclut ainsi :

« *Dans tous les cas, le Distributeur s'assurera que les projets de conversion qu'il privilégiera respecteront les quatre critères suivants :*

- *fiabilité d'alimentation ;*
- *acceptabilité sociale ;*
- *réduction des coûts pour le Distributeur ;*
- *réduction de l'empreinte environnementale.*

Dans ce contexte, le Distributeur évaluera au moment opportun, le coût des différentes alternatives d'alimentation spécifiques à chacun des réseaux.

Par ailleurs, afin de préparer ses installations à l'intégration d'énergie renouvelable, le Distributeur a entrepris la modernisation des automatismes de ses centrales diesel et étudie la possibilité d'ajouter des systèmes de stockage dans six réseaux autonomes. » [nous soulignons]

Demandes :

- 16.1 Veuillez fournir la liste des six réseaux (référence (iii)) où le Distributeur envisage l'intégration d'énergie renouvelable et la possibilité d'ajouter des systèmes de stockage. Veuillez expliquer le choix de ces réseaux. Veuillez notamment préciser si des scénarios de production centralisée d'énergie renouvelable permettant de couvrir les besoins d'électricité de ces réseaux ont été envisagés pour ces réseaux.
- 16.2 Veuillez indiquer la manière dont le Distributeur et TEQ coordonnent leur stratégie de déploiement de l'énergie renouvelable en réseaux autonomes.
- 16.2.1. Pour illustrer votre réponse, veuillez indiquer si le déploiement d'autres projets de production d'électricité par énergie renouvelable ont été envisagés à Inukjuak, dans le contexte des importants surplus de la future centrale hydroélectrique à l'horizon du Plan et du contrat forfaitaire signé par le Producteur pour acquérir sa production.
- 16.3 Veuillez fournir une liste des réseaux autonomes où le déploiement de projets de production décentralisée d'énergie renouvelable serait opportun.

**RÉSEAUX AUTONOMES – ÎLES DE LA MADELEINE
CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ DES CLIENTS CHAUFFANT AU MAZOUT**

17. Référence : Pièce [B-0010](#), p. 37, 39, 54, 64, 82.

Préambule :

Page 37 :

« [...] pour les IDLM, le Distributeur a mis en place un plan de transition pour le PUEÉ qui permettra de prendre un virage énergétique harmonieux en effectuant le remplacement graduel des systèmes de chauffage au combustible des clients participant au programme par des équipements à l'électricité. Pour le moment, le Distributeur vise la rétention de la clientèle inscrite au PUEÉ d'ici le raccordement afin d'éviter de surcharger la centrale thermique. Enfin, le PUEÉ continue d'être offert dans les réseaux admissibles. »

Page 39 :

« En vue du raccordement au réseau intégré en 2025 pour la clientèle desservie par la centrale de Cap-aux-Meules, le Distributeur prévoit, dans le cadre de cette transition, un accompagnement adapté des clients résidentiels inscrits au PUEÉ. »

Page 54 :

« La croissance de la pointe supérieure à celle de la demande en énergie s'explique entre autres par la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout arrivés en fin de vie utile vers des systèmes de chauffage électriques. »

Page 64 :

« Sur la période prévisionnelle de 2019 à 2026, les écarts découlent en grande partie des éléments suivants :

- le raccordement des IDLM au réseau intégré ainsi que la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout vers des systèmes à l'électricité pour les années précédant le raccordement ; » [nous soulignons]

Page 82, au tableau 7.8.2., en lien avec les Iles-de-la-Madeleine (IDLM) sous le titre *Subvention pour le remplacement* :

« Si équipement non fonctionnel : remplacé par équipement à l'électricité. Montant maximum déterminé. »

Demandes :

- 17.1 Veuillez fournir un estimé des pourcentages total et annuels du nombre de systèmes au mazout que le Distributeur prévoit, dans ses prévisions de la demande aux IDLM, convertir à l'électricité avant la mise en service du projet de raccordement.
- 17.2 Veuillez confirmer que la conversion à l'électricité pendant les années précédant le raccordement est strictement limitée aux clients dont les équipements de chauffe au mazout sont arrivés en fin de vie utile. Sinon, veuillez expliquer.
- 17.3 Veuillez confirmer que le PUEÉ aux IDLM n'est plus accessible à de nouveaux clients ou pour le remplacement d'équipements au mazout en fin de vie mais qu'il reste offert aux clients qui continueront de se chauffer au mazout jusqu'à la mise en service du projet de raccordement. Sinon, veuillez justifier.

IMPACT ET MISE À JOUR DE LA NOUVELLE OPTION DE MESURAGE NET EN RÉSEAUX AUTONOMES

- 18. Références**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 40;
 - (ii) Décision [D-2019-027](#), par. 756;
 - (iii) Décision [D-2019-173](#), p. 23.

Préambule :

- (i) À propos de Quaqtac, le Distributeur explique :

« Un troisième projet pilote a également été mis en service en septembre 2019, avec l'appui de la Société d'habitation du Québec et de Transition énergétique Québec (TEQ). Ce projet pilote consiste à l'installation de 24 kW de panneaux solaires sur les toits de quatre résidences et de systèmes de stockage électrochimique dans les salles mécaniques de celles-ci. Ces installations permettront notamment d'optimiser la consommation énergétique des maisons réduisant ainsi la consommation de diesel à la centrale de Quaqtac. Le projet pilote vise ainsi deux objectifs précis : l'évaluation économique et la performance de ce type de solution en réseau autonome.

Ces projets pilotes permettent l'acquisition de connaissances nécessaires à la conversion des réseaux autonomes du Nunavik, notamment en permettant de comparer différentes approches d'intégration et de combinaisons de sources d'énergie renouvelable. » [nous soulignons]

Et à propos de Tasuijaq :

« Une intégration plus importante d'énergie renouvelable dans ce réseau pourrait se faire dans un deuxième temps en partenariat avec les organisations inuites mentionnées précédemment. » [nous soulignons]

(ii) *« [753] Dans sa décision D-2018-025, la Régie a demandé au Distributeur de présenter un suivi de la réponse de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes à l'option III de mesurage net pour autoproducteurs et, le cas échéant, de proposer certains aménagements si la preuve montrait que ces systèmes, en devenant plus nombreux, mettent en danger la fiabilité de ces réseaux.*

[754] Depuis le 1er avril 2018, aucun nouveau client n'a adhéré à cette option.

[755] Dans sa décision D-2018-025, la Régie demandait également au Distributeur d'étudier la possibilité, les avantages opérationnels et les difficultés d'implantation d'une option tarifaire visant à valoriser, au taux de l'option III, l'énergie renouvelable produite et utilisée directement par l'autoproducteur et à ne pas encourager l'injection d'énergie sur le réseau à des périodes où elle pourrait mettre en danger sa stabilité.

[756] La Régie prend acte du suivi fait par le Distributeur à l'effet qu'il n'y a eu aucun nouvel adhérent à l'option de mesurage net en réseaux autonomes depuis le 1er avril 2018. Elle réitère sa demande d'étude d'une option visant à mieux valoriser l'énergie produite par les autoproducteurs, sans encourager l'injection d'énergie dans le réseau aux heures de faible demande. Elle considère qu'il sera opportun d'en traiter en même temps que sera étudiée la mise à jour de l'option de mesurage net en réseau intégré. » [nous soulignons]

(iii) « [76] La Régie constate que, particulièrement durant les premières années du Contrat mais également sur toute sa durée, d'importantes quantités d'énergie contractuelle demeureront inutilisées. Puisque le prix de l'électricité pour l'énergie contractuelle est un montant annuel forfaitaire, toute vente additionnelle de l'énergie contractuelle se ferait à coût nul. Ces ventes additionnelles augmenteraient donc sensiblement la rentabilité économique du Projet ainsi que ses bénéfices environnementaux. De plus, l'analyse économique annuelle déposée par le Distributeur démontre que la réduction des coûts d'approvisionnement ne se concrétisera pas durant les premières années mais se révélera plutôt au fil du temps.

[77] Comme les surplus hydroélectriques seront importants et facilement exploitables principalement dans les premières années du Projet, la Régie demande au Distributeur de développer une stratégie de valorisation de ces surplus dont certains éléments pourraient entrer en vigueur dès le début du Contrat en 2022. » [note de bas de page omise]

Demandes :

- 18.1 Veuillez présenter un suivi de la réponse de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes à l'option III de mesurage net pour autoproducteurs. Veuillez également présenter les prévisions du Distributeur, en lien avec le déploiement de cette option dans chacun des réseaux à l'horizon du Plan.
- 18.2 Veuillez élaborer sur la position du Distributeur quant au statut de l'option III de mesurage net, dans le contexte de surplus hydroélectriques à valoriser du contrat d'approvisionnement pour le réseau d'Inukjuak.
- 18.3 De façon plus générale, veuillez présenter l'état d'avancement de l'étude du Distributeur d'une option visant à mieux valoriser l'énergie produite par les autoproducteurs, sans encourager l'injection d'énergie dans les réseaux aux heures de faible demande. Veuillez préciser le moment et le forum où le Distributeur prévoit déposer cette étude.

- 19. Références**
- (i) Décision [D-2017-140](#), p.72;
 - (ii) Décision [D-2017-140](#), p.96;
 - (iii) [État d'avancement du Plan 2018](#), p. 24;
 - (iv) Pièce [B-0010](#), p. 41.

Préambule :

(i) « [230] La Régie invite, par ailleurs, le Distributeur à échanger avec la PNW quant à l'admissibilité des charges de l'aréna de Whapmagoostui, dans le respect des principes règlementaires et de l'intérêt de l'ensemble de la clientèle. À cet égard, la Régie demande au Distributeur de faire un suivi dans les états d'avancements du Plan. En ce qui a trait à la compensation monétaire demandée par la PNW, la Régie tient à souligner qu'une telle demande relève de la compétence des tribunaux de droit judiciaire. »

(ii) « [308] En ce qui a trait au réseau desservant les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik, la Régie demande au Distributeur de mettre en place un processus visant la collaboration des deux communautés. Le Distributeur devra faire rapport de l'évolution de ces travaux dans les états d'avancement du Plan. » [nous soulignons]

(iii) « À ce jour, le Distributeur est en attente des détails techniques relatifs au régime d'exploitation des charges de l'aréna pour évaluer la possibilité de raccorder celles-ci au réseau de distribution. En outre, le Distributeur prévoit s'enquérir de l'avancement et des résultats du projet de cogénération à biomasse forestière piloté par la communauté de Whapmagoostui pour alimenter son aréna.

Le Distributeur attend également des autorités locales qu'elles se prononcent sur leurs conditions de participation à un projet d'énergie renouvelable. »

(iv) « **Kuujjuarapik-Whapmagoostui**

Un projet de production d'énergie éolienne a été soumis au Distributeur par un promoteur issu des communautés crie et inuite. Le Distributeur en évalue actuellement les aspects technico-économiques. Si cette évaluation est concluante, le Distributeur amorcera la négociation d'un contrat d'approvisionnement en électricité. »

Demandes :

- 19.1 Veuillez préciser les hypothèses, relatives aux discussions en cours avec les différentes communautés, prises en compte dans la prévision de la demande, d'une part, et des moyens d'approvisionnement, d'autre part, du réseau desservant les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik.
- 19.2 Veuillez répondre à la demande de la Régie présentée en référence (ii) de faire rapport sur l'évolution du processus visant la collaboration des deux communautés. Veuillez

notamment, dans une perspective technique et économique, préciser s'il y a une compatibilité ou une complémentarité du projet de production éolienne avec celui de cogénération à la biomasse (références (iii) et (iv)) et, dans la négative, laquelle de ces deux options semble celle offrant le meilleur coût.