

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE L'AHQ-ARQ À HQD

ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS

1. **Références :** (i) B-0106, page 16 (PDF 18), lignes 8 à 13;
 (ii) R-4060-2018, B-0009, page 10, tableau 4;
 (iii) R-4060-2018, B-0009, page 11, tableau 6.

Préambule :

(i) « La prévision des véhicules électriques a été revue à la hausse en s'inspirant notamment des informations préliminaires disponibles du Plan pour une économie verte. Ainsi, le nombre de véhicules électriques prévu en circulation en 2029 par le Distributeur s'approcherait du million d'unités, soit une hausse de près de 300 000 véhicules par rapport au Plan. Ainsi, cela engendrera des ventes d'électricité additionnelles par rapport au Plan de +1,0 TWh à terme en 2029. » (Nous soulignons)

(ii)

Nombre de véhicules électriques

10 Le nombre de VÉ rechargeables additionnels prévus entre 2018 et 2027 qui a été retenu
 11 dans l'analyse exclut les 10 575 véhicules rechargeables estimés en circulation à la fin de
 12 2017. Le tableau 4 présente le nombre de véhicules additionnels prévus ainsi que l'énergie
 13 consommée annuellement par un véhicule électrique parcourant 18 000 km.

**TABLEAU 4 :
 NOMBRE DE VÉHICULES ADDITIONNELS PRÉVUS**

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|------------------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Nombre de VÉ additionnels prévus | 8 809 | 19 886 | 38 787 | 68 163 | 88 431 | 117 801 | 178 882 | 227 876 | 318 018 | 378 633 |
| Consommation annuelle par VÉ (kWh) | 3 780 | 3 780 | 3 780 | 3 780 | 3 780 | 3 780 | 3 780 | 3 780 | 3 780 | 3 780 |

(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 |

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir une mise à jour des tableaux des références (ii) et (iii) en montrant les valeurs réelles pour les années 2018, 2019 et 2020 et en ajoutant les prévisions des années 2028 et 2029.
- 1.2 Veuillez fournir les références détaillées et le détail du calcul de la hausse des 300 000 véhicules par rapport au Plan, tel que mentionné à la référence (i).

PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE DISTRIBUÉE

2. **Référence :** B-0106, page 16 (PDF 18), lignes 21 à 25.

Préambule :

« Le Distributeur prévoit une adoption moins rapide des systèmes solaires photovoltaïques par la clientèle de son réseau en s'inspirant de cas réels dans d'autres juridictions, mais aussi de la diffusion moindre qu'anticipée de ces systèmes au Québec. Cela résulte en une baisse de la production solaire photovoltaïque distribuée, ce qui a pour effet d'augmenter les ventes du Distributeur de +0,8 TWh par rapport au niveau de 2029 du Plan. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1 Relativement à la référence, veuillez fournir les références détaillées et les hypothèses chiffrées qui montrent les « *cas réels dans d'autres juridictions* » dont le Distributeur s'est inspiré et qui démontrent la « *diffusion moindre qu'anticipée de ces systèmes au Québec* ».
 - 2.2 Veuillez fournir les références détaillées et le détail du calcul de l'augmentation des ventes du Distributeur de +0,8 TWh par rapport au niveau de 2029 du Plan, tel que mentionné à la référence.
-

CHAÎNES DE BLOC

3. **Références :** (i) B-0007, page 13, lignes 1 à 15;
 (ii) B-0106, page 16 (PDF 18), lignes 28 à 30;
 (iii) B-0007, page 57, tableau 3.20;
 (iv) B-0106, page 44 (PDF 46), tableau 7.4;
 (v) R-4045-2018, B-0027, page 5, tableau R-2.1.

Préambule :

(i) « **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)

(ii) « **Chaînes de blocs** : L'écart à terme par rapport au Plan s'explique principalement par l'intégration des résultats de l'appel de propositions 2019-01 partiellement compensés par un ajustement à la hausse de la consommation des clients en Réseaux municipaux. »

(iii)

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 |

(iv)

TABLEAU 7.4 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR
USAGE À LA POINTE DE L'HIVER¹

| 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 espaces Résidentiel | 13 930 | 14 142 | 14 139 | 14 318 | 14 517 | 14 677 | 14 820 | 14 953 | 15 078 | 15 194 | 15 303 |
| Chauffage des espaces Commercial | 3 579 | 3 620 | 3 592 | 3 623 | 3 627 | 3 625 | 3 621 | 3 617 | 3 611 | 3 604 | 3 595 |
| Eau chaude Résidentiel | 1 948 | 1 952 | 1 970 | 1 987 | 2 004 | 2 025 | 2 031 | 2 045 | 2 060 | 2 082 | 2 091 |
| Industriel | 8 017 | 8 294 | 8 278 | 8 306 | 8 323 | 8 323 | 8 297 | 8 005 | 8 002 | 8 012 | 8 018 |
| Centres de données | 88 | 98 | 101 | 148 | 223 | 311 | 404 | 497 | 591 | 678 | 724 |
| Chaînes de blocs | 113 | 162 | 175 | 227 | 238 | 236 | 220 | 205 | 192 | 179 | 168 |
| Serres | 76 | 103 | 105 | 156 | 244 | 285 | 300 | 308 | 309 | 310 | 311 |
| Véhicules électriques | 28 | 47 | 73 | 104 | 146 | 195 | 252 | 317 | 390 | 471 | 559 |
| Photovoltaïque | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Autres usages | 10 192 | 10 445 | 10 342 | 10 522 | 10 469 | 10 480 | 10 552 | 10 624 | 10 678 | 10 699 | 10 780 |
| BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR <i>(Besoins visés par le Plan)</i> | 37 972 | 38 862 | 38 775 | 39 392 | 39 790 | 40 156 | 40 498 | 40 572 | 40 909 | 41 228 | 41 550 |

Notes:

¹ 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.

(v)

TABLEAU R-2.1 :
TOTAL - PUISSANCE AUTORISÉE, PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE EN MAI 2018, ET
VENTES ANNUELLES POTENTIELLES À TERME (GWh) POUR
LES TARIFS M ET LG AVEC OU SANS TDÉ

| Tarif (selon la puissance autorisée) | Total | | | |
|---|--------------------------------|---------------------------|----------------------------------|----------------------|
| | Nombre d'Abonnements existants | Puissance autorisée en MW | Puissance maximale appelée en MW | GWh potentiel par an |
| LG avec TDÉ | 5 | 46,5 | 18,6 | 387,0 |
| LG | 5 | 101,0 | 13,2 | 840,5 |
| M avec TDÉ | 3 | 6,5 | 2,1 | 54,1 |
| M | 8 | 4,2 | 0,2 | 34,7 |
| Total | 21 | 158,2 | 34,1 | 1316,3 |

Demandes :

- 3.1 Veuillez fournir une mise à jour la plus récente possible du tableau R-2.1 de la référence (v). Pour les abonnements existants (158 MW) dont la puissance ne serait pas déjà appelée, veuillez commenter sur la probabilité qu'elle le soit éventuellement et fournir une prévision du moment où elle le serait.
- 3.2 Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (v) mais pour les abonnements existants des réseaux municipaux dont il est question à la référence (i). Pour les abonnements existants (210 MW) dont la puissance ne serait pas déjà appelée, veuillez commenter sur la probabilité qu'elle le soit éventuellement et fournir une prévision du moment où elle le serait.

- 3.3** Veuillez ventiler la ligne intitulée « *Chaînes de blocs* » du tableau 7.4 de la référence (iv) entre les abonnements existants du Distributeur, les abonnements existants des réseaux municipaux, les abonnements autres que les abonnements existants du Distributeur et les abonnements autres que les abonnements existants des réseaux municipaux, en utilisant la définition d'abonnements existants de la référence (v).
- 3.4** Le tableau 3.20 de la référence (iii) montre une prévision des besoins des chaînes de blocs de 718 MW pour l'hiver 2023-2024 et de 182 MW pour l'hiver 2028-2029 pour une chute de 75 %. Le tableau 7.4 de la référence (iv) montre une prévision des besoins des chaînes de blocs de 236 MW pour l'hiver 2023-2024 et de 168 MW pour l'hiver 2028-2029 pour une chute de seulement 29 %. Veuillez expliquer l'écart significatif entre les chutes de 75 % et de 29 % calculées ci-dessus en les comparant notamment dans le contexte de la « *baisse de l'intensité énergétique* » et la « *pression à la baisse* » évoquées à la référence (i).

PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

- 4. Références :** (i) B-0106, page 17 (PDF 19), lignes 16 à 19;
(ii) B-0007, page 30, lignes 9 à 11;
(iii) B-0007, page 31, tableau 2.2;
(iv) B-0007, page 44, tableau 2.13;
(v) B-0041, page 20, tableau R-3.12.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur précise qu'il a intégré l'impact favorable sur les pertes de transport de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay. Cet impact est estimé à -119 GWh en énergie et à -33 MW en puissance. Le taux de pertes globales anticipé à l'horizon 2029 est de 7,4 %.* » (Nous soulignons)

(ii) « *Sur la période couverte par le Plan, le taux de pertes globales moyen retenu est de 7,4 % (tableau 2.2). Ce taux s'appuie sur les données réelles des dernières années et prend en compte l'impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île.* » (Nous soulignons)

(iii)

**TABLEAU 2.2 :
 TAUX DE PERTES PRÉVISIONNELS**

| En % | 2019 ¹ | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|--------------------------------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Taux de pertes global | 7,4% | 7,4% | 7,4% | 7,4% | 7,4% | 7,4% | 7,4% | 7,4% | 7,4% | 7,4% | 7,4% |
| Taux de pertes de transport | 5,3% | 5,3% | 5,3% | 5,3% | 5,3% | 5,3% | 5,3% | 5,3% | 5,3% | 5,3% | 5,3% |
| Taux de pertes de distribution | 1,9% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |

Notes:

¹ Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

(iv)

**TABLEAU 2.13 :
 HISTORIQUE DES TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
 VALEURS RÉELLES**

| En % | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Taux de pertes globales | 7.5% | 7.9% | 7.7% | 7.9% | 8.1% | 7.6% | 7.6% | 7.6% | 7.6% | 7.5% |
| Taux de pertes de transport | 5.3% | 5.4% | 5.6% | 5.2% | 5.4% | 5.5% | 5.4% | 5.2% | 5.4% | 5.4% |
| Taux de pertes de distribution | 2.1% | 2.3% | 2.0% | 2.6% | 2.5% | 2.0% | 2.1% | 2.3% | 2.1% | 2.0% |

(v)

**TABLEAU R-3.12 :
 TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
 VALEURS NORMALISÉES DE 2005 À 2019**

| En % | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 ¹ |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------------|
| Taux de pertes globales | 7,7% | 7,5% | 7,4% | 7,7% | 7,5% | 8,1% | 7,8% | 7,8% | 8,1% | 7,5% | 7,4% | 7,6% | 7,6% | 7,3% | 7,3% |
| Taux de pertes de transport | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Taux de pertes de distribution | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |

¹ Inclut les données au 31 décembre.

Demandes :

- 4.1 Veuillez fournir les sources des intrants et le détail du calcul de l'impact favorable sur les pertes de transport de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay estimé à -119 GWh en énergie et à -33 MW en puissance, tel que mentionné à la référence (i).
- 4.2 Veuillez expliquer, avec chiffres à l'appui, que le taux de pertes globales anticipé à l'horizon 2029 de 7,4 % à la référence (i) est le même que celui à la référence (iii) et ce, malgré que le Distributeur ait intégré l'impact favorable sur les pertes de transport de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay depuis l'émission du tableau 2.2 de la référence (iii).

- 4.3 Veuillez fournir une version à jour du tableau 2.2 de la référence (iii) à la suite de l'intégration de l'impact favorable sur les pertes de transport de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay dont il est question à la référence (i).
 - 4.4 Veuillez indiquer à quelle année a été intégré au tableau 2.2 de la référence (iii) l'impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île dont il est question à la référence (ii) et concilier cette date avec la date de mise en service réelle de cette nouvelle ligne.
 - 4.5 Veuillez expliquer, avec chiffres à l'appui, que le taux de pertes globales apparaissant au tableau 2.2 de la référence (iii) soit demeuré constant à 7,4 % sur tout l'horizon du tableau et ce, malgré que le Distributeur ait intégré l'impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île dont il est question à la référence (ii).
 - 4.6 Veuillez indiquer le nombre et l'identité des « *dernières années* » dont il est question à la référence (ii) et justifier le choix de ce nombre pour établir le taux de 7,4 %. Veuillez fournir le détail du calcul ayant mené à la valeur retenue de 7,4 %.
 - 4.7 Veuillez ajouter la colonne de 2019 au tableau 2.13 de la référence (iv).
 - 4.8 Veuillez décrire en détail la méthode utilisée pour passer des valeurs « *réelles* » du tableau 2.13 de la référence (iv) aux valeurs « *normalisées* » du tableau R-3.12 de la référence (v). Veuillez notamment indiquer comment la valeur des pertes globales est normalisée, le cas échéant.
 - 4.9 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur s'appuie-t-il sur les données « *réelles* » et non sur les données « *normalisées* » lorsqu'il détermine le taux de pertes globales de 7,4 % sur la période couverte par le Plan, tel que mentionné à la référence (ii).
-

5. **Référence :** (i) B-0041, pages 19 et 20;
(ii) B-0041, page 20, tableau R-3.11;
(iii) B-0041, page 21, réponse 4.1.

Préambule :

(i) « Le Distributeur n'est pas en mesure d'expliquer les variations mentionnées par l'intervenant. Cependant, comme indiqué en réponse à la question 3.8, le Distributeur est satisfait de l'historique des taux de pertes de distribution. Ces données lui ont permis d'établir une prévision des pertes adéquate pour la préparation du Plan. » (Nous soulignons)

(ii)

**TABLEAU R-3.11 :
PERTES DE DISTRIBUTION RÉELLES DE 2005 À 2019**

| En GWh | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 ¹ |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------|
| Pertes de distribution | 4 200 | 3 618 | 3 841 | 3 945 | 3 420 | 3 913 | 3 446 | 4 283 | 4 393 | 3 472 | 3 666 | 3 912 | 3 559 | 3 466 | 3 726 |

¹ Inclut les données au 31 décembre.

(iii) « 4.1 Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, l'augmentation du Taux de pertes globales prévu entre le Plan d'approvisionnement 2017-2026 (7,3 %) et le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (7,4 %) tel qu'il apparaît à la référence.

Réponse :

La différence provient de la mise à jour des données alimentant le modèle de régression décrit en réponse à la question 3.7. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 5.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut se déclarer satisfait de l'historique des taux de pertes de distribution alors qu'il n'est pas en mesure d'expliquer les variations mentionnées par l'intervenant comme il l'indique à la référence (i).
- 5.2 Veuillez décrire les processus adoptés par le Distributeur pour valider ses propres données de calcul des pertes de distribution et fournir la documentation technique de tels processus.
- 5.3 Veuillez fournir une démonstration statistique de l'affirmation de la référence (i) selon laquelle les données utilisées par le Distributeur qui comportent des variations inexpliquées comme l'illustre notamment la référence (ii) lui permettent d'établir une « prévision de pertes adéquate ».

5.4 Pour permettre de bien comprendre l'augmentation du Taux de pertes globales prévu entre le Plan d'approvisionnement 2017-2026 (7,3 %) et le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (7,4 %), veuillez fournir les données alimentant le modèle de régression dont il est question à la référence (iii) avant et après la mise à jour mentionnée à cette même référence.

6. **Référence :** (i) B-0041, page 16, réponse 3.2;
(ii) R-3646-2007, B-9, HQT-15, document 1, pages 3 et 4, réponse 2.1.

Préambule :

(i) « *L'impact sur le réseau de transport de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île correspond à -167 GWh en énergie sur une période de 12 mois et à -43 MW en puissance à la pointe d'hiver. Ces valeurs ont été déposées par le Transporteur. À ce sujet, voir les réponses aux questions 11.3 et 11.4 de la demande de renseignements no 1 de l'AHQ-ARQ du dossier R-4058-2018 à la pièce HQT-13, document 2.1 (B-0056).*

Toutefois, le Distributeur ne retient qu'une partie de cet impact puisque les besoins du Distributeur correspondent à environ 80 % des besoins sur le réseau de transport. Sur la période 2020 à 2029, l'impact à la baisse sur le taux de pertes globales du Distributeur de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île est de -0,08 %, soit environ 140 GWh par année. » (Nous soulignons)

(ii) « 2.1. *Veuillez indiquer si le coût du différentiel de pertes est assumé par le client qui demande l'ajout au réseau, par le Transporteur ou par le Distributeur.*

R2.1 Le coût du différentiel de pertes associé à ces deux scénarios d'ajout au réseau est assumé par le Distributeur. En effet, les pertes associées au service de transport point à point sont compensées par le client utilisateur de ce service selon un taux fixe de 5,2 % qui est établi dans les Tarifs et conditions des services de transport d'HydroQuébec (les « Tarifs et conditions ») du Transporteur.

Le Transporteur souligne que les pertes réelles sont tributaires de l'utilisation et de la configuration du réseau. Ainsi, les écarts positifs et négatifs entre les pertes réelles et le taux de perte fixe sont fournis par le Distributeur. Aussi, toute optimisation du scénario d'ajout au réseau visant à réduire les pertes réelles est bénéfique au Distributeur. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 6.1** Veuillez fournir les sources des intrants et le détail du calcul de la valeur de 80 % qui apparaît à la référence (i).
- 6.2** Veuillez concilier le choix de la valeur de 80 % à la référence (i) avec le principe énoncé à la référence (ii) selon lequel la totalité du différentiel des pertes est assumée par le Distributeur ou encore est à son bénéfice, selon le cas.

ALÉAS DE LA DEMANDE

- 7. Référence :** B-0106, page 18 (PDF 20), lignes 7 à 10.

Préambule :

« Par ailleurs, le Distributeur a effectué des ajustements méthodologiques afin d'améliorer les cas extrêmes des conditions climatiques dans le calcul des aléas. Toutefois, ce changement n'a pas d'impact significatif sur l'écart-type de l'aléa climatique tant en énergie qu'en puissance. » (Nous soulignons)

Demande :

- 7.1** Veuillez élaborer sur les « *ajustements méthodologiques* » dont il est question à la référence en indiquant notamment comment le Distributeur peut-il « *améliorer les cas extrêmes des conditions climatiques* ».
-

BILAN D'ÉNERGIE

8. Référence : B-0106, page 21 (PDF 23), tableau 3.1.

Préambule :

**TABLEAU 3.1 :
 BILAN D'ÉNERGIE**

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

Demande :

8.1 Veuillez ventiler par mois le besoin d'Approvisionnements de long terme de 0,4 TWh qui apparaît au tableau de la référence pour l'année 2027.

BILAN DE PUISSANCE

9. **Références :** (i) B-0106, page 21 (PDF 23), lignes 2 à 5;
(ii) B-0042, page PDF 62, articles 7.1 et 7.2;
(iii) B-0106, page 22 (PDF 24), tableau 3.2 révisé;
(iv) B-0114, page 5, tableau 2.1;
(v) B-0106, page 24 (PDF 26);
(vi) B-0106, page 25 (PDF 27), Tarification dynamique;
(vii) B-0106, page 25 (PDF 27), Bonification des options d'électricité interruptible;
(viii) B-0114, page 5, lignes 1 à 7.

Préambule :

- (i) « *Le Distributeur précise que, pour l'hiver 2020-2021, les valeurs présentées au bilan de puissance pour les différents moyens de gestion de la demande de puissance correspondent aux contributions attendues découlant des adhésions réelles des clients pour cet hiver.* » (Nous soulignons)

- (ii) «

7.1 Cibles prévisionnelles de réduction de puissance

Le tableau ci-dessous illustre les cibles de réduction de puissance à atteindre par l'Agrégateur pour les années indiquées ci-dessous :

| Année | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| MW | 1,8 | 56,7 | 124,3 | 274,7 | 427,9 | 485,7 | 529.1 | 574.1 | 595.8 | 620.7 |

TABEAU 1 – CIBLE DE RÉDUCTION DE LA PUISSANCE DE 2019 À 2028

L'Agrégateur doit mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles réductions de puissance identifiées dans le présent tableau.

7.2 Engagement de réduction de puissance annuelle

L'Agrégateur doit présenter au Distributeur son engagement de réduction de puissance (MW) au plus tard le 1^{er} octobre précédent l'Année contractuelle. Cette valeur correspond à la réduction de puissance engagée (RPE).

Cet engagement est utilisé pour le calcul des pénalités à l'article 9 du présent Contrat.

»

(iii)

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ¹ :
BILAN DE PUISSANCE

| Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 | 2028- 2029 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| BESOINS À LA POINTE | 38 775 | 39 392 | 39 790 | 40 156 | 40 498 | 40 572 | 40 909 | 41 228 | 41 550 |
| Réserve pour respecter le critère de fiabilité | 3 634 | 3 755 | 3 840 | 3 912 | 3 982 | 4 019 | 4 067 | 4 102 | 4 137 |
| BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE | 42 409 | 43 147 | 43 630 | 44 068 | 44 480 | 44 591 | 44 975 | 45 330 | 45 688 |
| APPROVISIONNEMENTS | | | | | | | | | |
| Approvisionnement planifiés | | | | | | | | | |
| Électricité patrimoniale | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 |
| Contrats avec HQP | 1 100 | 1 250 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 500 | 500 |
| Autres contrats de long terme | 1 879 | 1 926 | 1 935 | 1 946 | 1 968 | 1 970 | 1 926 | 1 834 | 1 728 |
| ▪ Éolien ⁽¹⁾ | 1 467 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 489 | 1 445 | 1 405 | 1 361 |
| ▪ Biomasse | 309 | 336 | 345 | 337 | 337 | 337 | 337 | 285 | 222 |
| ▪ Petite hydraulique | 103 | 103 | 103 | 122 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 |
| Gestion de la demande de puissance | 1 378 | 1 570 | 1 776 | 2 113 | 2 331 | 2 510 | 2 583 | 2 594 | 2 610 |
| ▪ Électricité interruptible | 738 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| ▪ Interventions en gestion de la demande de puissance | 640 | 570 | 776 | 1 013 | 1 111 | 1 170 | 1 243 | 1 254 | 1 270 |
| - GDP Affaires | 407 | 150 | 170 | 220 | 240 | 260 | 300 | 300 | 300 |
| - Interruption chaînes de blocs | 166 | 216 | 226 | 224 | 209 | 195 | 182 | 170 | 160 |
| - Tarification dynamique | 53 | 79 | 106 | 141 | 176 | 185 | 186 | 188 | 189 |
| - Hilo | 14 | 124 | 275 | 428 | 486 | 529 | 574 | 596 | 621 |
| ▪ Bonification électricité interruptible | 0 | 0 | 0 | 100 | 220 | 340 | 340 | 340 | 340 |
| Démarrage de la centrale des IDLM en pointe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51 | 55 | 58 | 60 |
| Abaissement de tension | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Puissance additionnelle requise | | | | | | | | | |
| Contribution des marchés de court terme | 350 | 700 | 750 | 800 | 1 000 | 850 | 1 100 | 1 100 | 1 100 |
| Approvisionnement de long terme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 1 550 | 2 000 |

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

(iv)

TABLEAU 2.1 :
BILAN DE PUISSANCE

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

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

- (v) Pour le moyen GDP Affaires : « La contribution de ce moyen est revue à la baisse par rapport au Plan d'approvisionnement 2020-2029, en raison du contexte d'incertitude sur le développement futur du moyen et sur la valeur de l'appui financier versé, suite à la décision D-2019-164. » (Nous soulignons)
- (vi) « Options de tarification dynamique offertes aux clients résidentiels et commerciaux. L'option de crédit hivernal et les tarifs Flex D et Flex G sont inscrits au bilan de puissance. » (Nous soulignons)
- (vii) « Le Distributeur prévoit des modifications aux options d'électricité interruptible. Les démarches pour ce faire seront entamées au moment opportun, en tenant compte des délais requis pour leur mise en place et suivant l'évolution du bilan de puissance. » (Nous soulignons)
- (viii) « Comme dans l'État d'avancement 2020, le bilan de puissance montre que les approvisionnements planifiés sont suffisants pour répondre aux besoins jusqu'à l'hiver 2025-2026 inclusivement. À partir de l'hiver 2026-2027, la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1 100 MW, est prévue être atteinte et de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis. Pour l'instant, le Distributeur prévoit déposer à la Régie, dans les prochains mois, sa demande visant l'approbation des caractéristiques de ces nouveaux approvisionnements. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 9.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le 1^{er} octobre 2020, en vertu de l'article 7.2 de la référence (ii), l'Agrégateur Hilo a présenté au Distributeur un engagement de réduction de puissance (RPE) de 14 MW pour l'hiver 2020-2021, tel qu'il appert des références (i) et (iii) publiées le 16 novembre 2020.
 - 9.2 Veuillez expliquer comment la colonne 2020-2021 de la ligne intitulée « *Hilo* » du bilan de puissance du Distributeur est passée de 14 MW le 16 novembre 2020 à la référence (iii) à 3 MW le 25 février 2021 à la référence (iv) alors que l'Agrégateur Hilo devait présenter au Distributeur son engagement de réduction de puissance pour l'hiver 2020-2021 au plus tard le 1^{er} octobre 2020, en vertu de l'article 7.2 à la référence (ii).
 - 9.3 Veuillez confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle l'Agrégateur Hilo devra assumer les pénalités applicables au contrat de service entre celui-ci et le Distributeur dans le cas où il ne peut rencontrer la valeur de RPE de 14 MW confirmée ci-dessus.
 - 9.4 Veuillez ventiler les valeurs de la ligne intitulée « *Tarification dynamique* » du tableau 2.1 de la référence (iv) entre « *option de crédit hivernal* », le tarif « *Flex D* » et le tarif « *Flex G* » mentionnés à la référence (vi).
-

- 9.5** Veuillez quantifier les « *délais requis* » pour la mise en place des modifications aux options d'électricité interruptible dont il est question à la référence (vii).
- 9.6** Veuillez justifier l'affirmation de la référence (viii) selon laquelle les approvisionnements planifiés ne seraient pas suffisants pour répondre aux besoins de l'hiver 2026-2027 alors que le bilan de puissance le plus récent à la référence (iv) ne montre aucun besoin d'approvisionnements de long terme pour ce même hiver (en fait, en utilisant les valeurs de la colonne 2026-2027 de ce bilan, on calcule même un surplus de 21 MW pour l'hiver 2026-2027, en sus de la réserve de 4 096 MW pour respecter le critère de fiabilité).
- 10. Référence :** B-0114, page 3, lignes 26 à 33.

Préambule :

« Toutefois, afin de rattraper le retard et d'atteindre les cibles fixées au contrat, Hilo envisage notamment de développer de nouveaux produits et d'offrir des rabais plus généreux aux clients. Selon Hilo, les nouveaux produits qui seraient lancés permettraient un effacement moyen par client accru, ce qui lui permettrait d'atteindre sa cible d'effacement total initiale même avec un nombre plus faible de clients. Des mises à jour du plan marketing 5 ans et des suivis détaillés confirmant les mesures et les effacements effectifs seront d'ailleurs transmis annuellement au Distributeur, afin que ce dernier puisse s'assurer de la contribution de ce moyen au bilan de puissance. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 10.1** Veuillez fournir la mise à jour la plus récente du « *plan marketing 5 ans et des suivis détaillés confirmant les mesures et les effacements effectifs* » dont il est question à la référence.
- 10.2** Veuillez fournir la liste des effacements demandés par le Distributeur à Hilo au courant des hivers 2019-2020 et 2020-2021 avec, pour chaque demande, la date et heure de début et de fin et la puissance effective obtenue.
-

11. **Référence :** B-0114, page 4, lignes 6 à 26.

Préambule :

« Dans l'État d'avancement 2020, le Distributeur présentait une contribution de la GDP Affaires revue à la baisse sur la période du Plan. Le contexte d'incertitude autour de la GDP Affaires, compte tenu du dossier R-4041-2018, avait amené le Distributeur à faire preuve de prudence sur le plan des quantités inscrites à son bilan en provenance de ce moyen.

Le 18 janvier 2021, le Distributeur a déposé sa preuve dans la phase 2 du dossier R-4041-2018, présentant sa proposition d'une nouvelle option tarifaire visant à rendre au Distributeur les services de gestion de la demande de puissance qui étaient auparavant offerts par le programme GDP Affaires. Du point de vue du Distributeur, la proposition, telle que soumise pour approbation par la Régie, est en mesure d'assurer une contribution en puissance plus élevée que celle considérée dans l'État d'avancement 2020.

En effet, d'une part, l'abaissement du seuil d'admissibilité de l'option, lequel passerait de 200 kW à 15 kW par abonnement, est, de l'avis du Distributeur, un élément favorisant une bonne participation de la clientèle à l'option tarifaire de GDP. D'autre part, le Distributeur suppose également que les clients pourraient valoriser la pérennité associée à un programme commercial multi-annuel ou à une option tarifaire. Ainsi, du fait d'une plus grande assurance de participer pendant plusieurs années, les clients pourraient être incités soit à y adhérer, soit à s'engager davantage en investissant dans des équipements devant être rentabilisés sur une longue période.

Par mesure de prudence, le Distributeur retient pour le moment une contribution conservatrice de l'option dans son bilan de puissance, en attendant notamment la décision de la Régie dans le dossier R-4041-2018 phase 2 (voir le tableau 2.1). » (Nous soulignons)

Demandes :

- 11.1 Veuillez indiquer les éléments nouveaux, depuis la publication de l'État d'avancement 2020 le 16 novembre 2020, qui justifient une contribution en puissance plus élevée tel que mentionné à la référence. Pour chacun de ces éléments nouveaux, veuillez quantifier son effet sur l'augmentation de la contribution.
 - 11.2 Veuillez expliquer comment les clients, depuis le 18 janvier 2021, pourraient avoir « *une plus grande assurance de participer pendant plusieurs années* » comme l'affirme le Distributeur à la référence.
 - 11.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur considère que la valeur retenue pour le moment constitue « *une contribution conservatrice de l'option dans son bilan de*
-

puissance », tel qu'il le mentionne à la référence. Veuillez fournir, pour chaque année du Plan, une valeur qui serait non pas conservatrice mais, plutôt, centrée.

- 12. Références :** (i) R-4041-2018, B-0085, page 10, note de bas de page no. 22;
(ii) R-4045-2018 – Phase 1, A-0178, pages 64 et 65;
(iii) B-0114, page 5, tableau 2.1.

Préambule :

- (i) « *Le Distributeur souligne que cette conclusion repose sur l'hypothèse d'achats de puissance de court terme à hauteur de 1 100 MW. Or, on doit rappeler que le Distributeur ne peut s'appuyer sur une utilisation maximale du potentiel de puissance de court terme et ce, afin de conserver une marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance. À cet effet, voir notamment les pages 64 et 65 des notes sténographiques du 20 octobre 2020 à la pièce A-0178 du dossier R-4045-2018 – Phase 1.* » (Nous soulignons)

- (ii) « *Donc, pour pallier à ce déséquilibre, le Distributeur à recours aux marchés de court terme. Le recours aux marchés de court terme, l'objectif, aussi, c'est de respecter les critères de fiabilité et de s'assurer que nous avons tous les moyens nécessaires pour répondre à la demande.*

Donc, le marché de court terme, ici, sa contribution maximale est estimée à mille cent mégawatts (1100 MW). Ce qu'on peut observer, dans ce bilan, c'est que dès... Excusez-moi. Dès deux mille vingt et un (2021), deux mille vingt-neuf (2029), donc, dès le tout début de l'horizon, nous sommes extrêmement serrés sur le marché de court terme.

Je voudrais préciser que le marché de court terme n'est pas un moyen de gestion. C'est un moyen pour équilibrer le bilan lors des déséquilibres. Donc, l'idée, c'est qu'il y ait une marge de manoeuvre dont le Distributeur bénéficie pour pouvoir équilibrer son bilan. Cette marge de manoeuvre là, bien, l'idée, ce n'est pas de s'accoter directement sur le potentiel maximum.

Parce que finalement, l'objectif de ce marché-là... cette marge de manoeuvre là, bien, on n'aurait plus de marge de manoeuvre tout de suite. Donc, dès le début de l'horizon, on voit déjà qu'on utilise plus de soixante pour cent (60 %) de cette marge de manoeuvre. Donc, c'est déjà... On peut considérer que notre bilan en puissance est déjà serré, dès le début de l'horizon.

Donc, si je devais conclure sur le bilan en puissance, c'est qu'on a un bilan qui est extrêmement serré. Et une deuxième chose, c'est que la contribution des marchés de court terme, il faut garder à l'esprit que c'est un moyen pour équilibrer le bilan. Donc, c'est notre marge de manoeuvre pour pallier soit à une future révision de la demande, soit à une diminution des moyens de production, à nos moyens de gestion. » (Nous soulignons)

(iii)

**TABLEAU 2.1 :
BILAN DE PUISSANCE**

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

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

Demandes :

- 12.1** Relativement aux références (i) et (ii), veuillez quantifier en MW, pour chacune des dix prochaines années, la « *marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance* » que le Distributeur doit conserver en sus de la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » de l'ordre de 4 000 MW qui apparaît déjà à son bilan de puissance de la référence (iii).
- 12.2** Relativement à la référence (i), veuillez fournir les références aux documents réglementaires qui justifient de retenir une « *marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance* », en sus de la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » de l'ordre de 4 000 MW qui apparaît déjà au bilan de puissance de la référence (iii).
- 12.3** Veuillez décrire les « *critères de fiabilité* » qui sont mentionnés à la référence (ii), en justifiant notamment l'utilisation du pluriel, et indiquer s'ils équivalent au critère de fiabilité qui est respecté par la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » qui apparaît au bilan de puissance de la référence (iii).
- 12.4** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » qui apparaît au bilan de puissance de la référence (iii) tient déjà compte de tous les aléas de prévision auxquels le Distributeur doit faire face.

- 12.5 Veuillez définir les termes « *moyen de gestion* » et « *moyen pour équilibrer le bilan lors des déséquilibres* » utilisés par le Distributeur à la référence (ii) et expliquer les différences entre ces deux notions en ce qui a trait, notamment à leur contribution au bilan de puissance et au critère de fiabilité.

TARIFICATION DYNAMIQUE

13. **Références :** (i) [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin\(D-2020-055\)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin(D-2020-055)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf), page 9, tableau 2;
 (ii) Ibid., page 10;
 (iii) Ibid. page 15, tableau 4;
 (iv) Ibid. page 15, lignes 1 à 10.

Préambule :

(i)

**TABLEAU 2 :
 TAUX D'ADHÉSION ET DONNÉES RELATIVES AU RECRUTEMENT -
 HIVER 2019-2020**

| | Clients domestiques | Clients petite puissance | Total |
|---|------------------------|-----------------------------|-----------|
| Nombre de courriels d'invitation envoyés | 407 000 | 23 000 | 430 000 |
| % courriels ouverts | ± 60% | ± 50% | |
| % de clics vers le site Web HQ | ± 40% | ± 25% | |
| Nombre de clients ayant accédé à l'outil de simulation¹ | 32 830 | 670 | 33 500 |
| Nombre d'appels au service à la clientèle² | 5 332 | 410 | 5 742 |
| <i>durée moyenne des appels</i> | 804 sec. | 695 sec. | |
| Nombre d'adhésions | 20 012 | 343 | 20 355 |
| % via le libre-service (<i>Espace client</i>) | 92% | 88% | |
| % via un représentant du service à la clientèle | 8% | 12% | |
| Taux d'adhésion (% des courriels envoyés) | 5% | 1% | 5% |

¹ Seuls les clients invités avaient accès à l'outil de simulation. La durée du parcours moyen dans l'Espace client a été de 5 minutes.

² Principalement pour un accompagnement à la navigation sur l'Espace client et pour des informations additionnelles sur les offres proposées. Le temps total moyen des appels a été de 13 minutes.

(ii)

**FIGURE 2 :
 EXEMPLE D'UN AVIS D'ÉVÉNEMENT DE POINTE ENVOYÉ PAR COURRIEL
 – OPTION DE CRÉDIT HIVERNAL**

Expéditeur : Hydro-Québec <hydroquebec@communication.hydroquebec.com>
 Date : 18 décembre 2019 à 15:15:20 HAE
 Destinataire : <courriel du client>
 Objet : Avis d'événement de pointe
 Répondre à : Hydro-Québec <HQDTarifsdynamiques@hydro.qc.ca>



Avis – Tarification dynamique
 18 décembre 2019

Bonjour,

Vous recevez cet avis parce que vous êtes inscrit ou inscrite au tarif D avec option de crédit hivernal.

Un événement de pointe critique aura lieu le :

- 19 décembre de 6 h à 9 h.
- 19 décembre de 12 h à 13 h.

Lieux de consommation visés :

- 999, rue Volt
Laprise QC L1A 3H6
- 999, rue Volt
Laprise QC L1A 3H6

Conseils et économies!

Accumulez des crédits en réduisant votre consommation d'électricité pendant un événement de pointe critique.

- [Voir les conseils pour réduire votre consommation.](#)
- [Suivre votre crédit hivernal et vos résultats par événement.](#)

Meilleures salutations,

Les Services à la clientèle

(iii)

**TABLEAU 4 :
 RÉPARTITION DE LA CLIENTÈLE INSCRITE AUX
 OPTIONS DE TARIFICATION DYNAMIQUE AU 31 MARS 2020**

| Hiver 2019-2020 | Clients domestiques | | Clients de petite puissance | | Total |
|---|---------------------|--------|-----------------------------|--------|--------|
| | Crédit hivernal | Flex D | Crédit hivernal | Flex G | |
| Nombre de clients inscrits au 1 ^{er} décembre 2019 | 17 575 | 2 437 | 316 | 27 | 20 355 |
| Nombre de clients inscrits au 31 mars 2020 | 17 074 | 2 360 | 359 | 26 | 19 819 |
| Écart | -501 | -77 | 43 | -1 | -536 |

- (iv) « Pour l'hiver 2019-2020, les résultats de l'effacement au crédit hivernal sont calculés à partir des 21 événements de pointe appelés totalisant 70 heures, tandis que les résultats aux tarifs Flex sont calculés à partir des 24 événements de pointe totalisant 81 heures. Puisque le calibrage du tarif Flex assure une neutralité tarifaire pour 90 heures de pointe, le Distributeur a tenté d'utiliser au maximum les heures de pointe prévues dans les modalités de ce tarif, malgré les conditions climatiques plus chaudes que la normale, et ce, par souci d'équité envers le reste de la clientèle. En ce qui concerne les heures de pointe au crédit hivernal, le Distributeur a plutôt tenté de l'utiliser pour un nombre suffisant d'heures afin de fidéliser sa clientèle y adhérant et de bâtir un bassin suffisant pour inscrire éventuellement les MW à son bilan. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 13.1** Veuillez indiquer le nombre de clients faisant partie de la population totale des clients admissibles à adhérer à la tarification dynamique et, par conséquent, à recevoir le courriel d'invitation dont il est question à la référence (i) en incluant notamment le nombre de clients domestiques et le nombre de clients petite puissance et d'autres catégories s'il y a lieu.
- 13.2** L'AHQ-ARQ a connaissance d'un client résidentiel adhérant au crédit hivernal pour l'hiver courant qui a reçu 13 courriels d'avis d'événement de pointe comme celui de la référence (ii). Ces courriels ont tous été reçus par ce client entre 12h43 et 12h51 la veille de l'événement de pointe pour lesquels ils s'appliquaient. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur envoie ces avis plus de 4 heures avant l'heure limite de 17h00 pour le faire.
- 13.3** Relativement au tableau de la référence (iii), veuillez expliquer comment le nombre de clients de petite puissance inscrits au crédit hivernal peut-il augmenter après la date d'inscription du 1er décembre 2019.
- 13.4** Veuillez indiquer à quelle clientèle fait référence le Distributeur lorsqu'il mentionne « *le reste de la clientèle* » à la référence (iv).
- 13.5** Pour le crédit hivernal, veuillez indiquer l'évaluation du Distributeur du « *nombre suffisant d'heures afin de fidéliser sa clientèle y adhérant et de bâtir un bassin suffisant pour inscrire éventuellement les MW à son bilan* » dont il est question à la référence (iv). Veuillez indiquer si le Distributeur a vérifié par ses sondages si le fait d'utiliser des heures ou la contribution des clients n'est pas utile ou économique pour les besoins du réseau n'aurait pas plutôt un effet inverse sur la fidélisation de la clientèle.
- 13.6** Veuillez indiquer comment le Distributeur a tenu compte de l'utilisation de la tarification dynamique pendant des heures où celle-ci n'était pas utile ou économique (référence (iv)) dans ses simulations visant à déterminer le taux de réserve de la tarification dynamique.
-

14. **Références :** (i) Réponses d'Hydro-Québec aux demandes d'accès à l'information : <https://www.hydroquebec.com/data/loi-sur-acces/pdf/dai-2020-0391-annexe.pdf> ;
- (ii) Suivi 2019 de l'entente globale cadre : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2016-143.html .

Préambule :

- (i) Le tableau suivant montre les utilisations de l'option de crédit hivernal et du tarif Flex D pour l'hiver 2019-2020.

| Tarif Flex D | | | | Option de crédit hivernal | | | |
|--------------|---------------|-----------------|-----------------|---------------------------|---------------|-----------------|-----------------|
| Date | Bloc AM ou PM | Jour de semaine | Heures appelées | Date | Bloc AM ou PM | Jour de semaine | Heures appelées |
| 2019-12-12 | AM | jeudi | 3 | 2019-12-12 | AM | jeudi | 3 |
| 2019-12-19 | AM | jeudi | 3 | 2019-12-19 | AM | jeudi | 3 |
| 2019-12-19 | PM | jeudi | 4 | 2019-12-19 | PM | jeudi | 4 |
| | | | | | | | |
| 2020-01-09 | AM | jeudi | 3 | 2020-01-09 | AM | jeudi | 3 |
| 2020-01-17 | AM | vendredi | 3 | 2020-01-17 | AM | vendredi | 3 |
| 2020-01-17 | PM | vendredi | 4 | 2020-01-17 | PM | vendredi | 4 |
| 2020-01-18 | | | | 2020-01-18 | PM | samedi | 4 |
| 2020-01-20 | AM | lundi | 3 | 2020-01-20 | AM | lundi | 3 |
| 2020-01-20 | PM | lundi | 4 | | | | |
| 2020-01-21 | AM | mardi | 3 | 2020-01-21 | AM | mardi | 3 |
| 2020-01-21 | PM | mardi | 4 | 2020-01-21 | PM | mardi | 4 |
| 2020-01-29 | AM | mercredi | 3 | | | | |
| 2020-01-29 | PM | mercredi | 4 | | | | |
| 2020-01-30 | AM | jeudi | 3 | 2020-01-30 | AM | jeudi | 3 |
| 2020-01-30 | PM | jeudi | 4 | | | | |
| 2020-01-31 | AM | vendredi | 3 | 2020-01-31 | AM | vendredi | 3 |
| 2020-02-06 | AM | jeudi | 3 | | | | |
| | | | | 2020-02-08 | AM | samedi | 3 |
| | | | | 2020-02-08 | PM | samedi | 4 |
| | | | | 2020-02-09 | AM | dimanche | 3 |
| 2020-02-10 | AM | lundi | 3 | | | | |
| 2020-02-14 | AM | vendredi | 3 | 2020-02-14 | AM | vendredi | 3 |
| 2020-02-14 | PM | vendredi | 4 | 2020-02-14 | PM | vendredi | 4 |
| | | | | 2020-02-15 | AM | samedi | 3 |
| 2020-02-18 | AM | mardi | 3 | | | | |
| 2020-02-19 | PM | mercredi | 4 | | | | |
| 2020-02-20 | AM | jeudi | 3 | 2020-02-20 | AM | jeudi | 3 |
| 2020-02-20 | PM | jeudi | 4 | 2020-02-20 | PM | jeudi | 4 |
| 2020-02-21 | AM | vendredi | 3 | 2020-02-21 | AM | vendredi | 3 |
| | | | | | | | |
| Nb blocs | 24 | | | 21 | | | |
| Nb heures | 81 | | | 70 | | | |

- (ii) Le suivi 2019 de l'entente globale cadre montre que le Distributeur n'a pas eu à recourir à des achats de court terme pour 9 des 10 heures de décembre 2019 où il a utilisé les effacements en vertu du crédit hivernal, selon la référence (i). Pour l'une seule de ces 10 heures, soit le 12 décembre de 6h00 à 7h00, le Distributeur a eu recours à des achats de court terme pour un coût moyen de 34,42 \$/MWh. Le suivi 2020 de l'entente globale cadre n'est pas encore disponible à ce jour.

Demandes :

- 14.1** Pour chacun des « *blocs AM ou PM* » apparaissant au tableau de la référence (i), veuillez fournir l'effacement total en kW observé par le Distributeur pour le crédit hivernal et pour le tarif Flex D.
- 14.2** À titre d'exemple, pour une heure d'effacement du crédit hivernal à 500 \$/MWh où le Distributeur n'a pas eu à recourir à des achats de court terme et où il doit réduire l'électricité patrimoniale à environ 30 \$/MWh, le Distributeur encourt un manque à gagner de 470 \$/MWh. Dans le cas où le Distributeur a dû recourir à des achats de court terme, le manque à gagner se calcule par la différence entre 500 \$/MWh et le coût marginal des achats de court terme pour la même heure. En vous basant, sur la définition de manque à gagner qui précède, veuillez évaluer le manque à gagner total encouru par le Distributeur pour la totalité des 70 heures d'utilisation du crédit hivernal pour l'hiver 2019-2020 apparaissant à la référence (i).
-

15. **Référence :** [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin\(D-2020-055\)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin(D-2020-055)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf), pages 16 à 20, tableaux 6 à 9.

Préambule :

Les tableaux 6 à 9 présentent des résultats de clients adhérant à la tarification dynamique. Par exemple, le tableau 6 :

**TABLEAU 6 :
 RÉSULTATS DES CLIENTS DOMESTIQUES ADHÉRANT À L'OPTION DE CRÉDIT HIVERNAL**

| | Consommation annuelle moyenne (kWh) | Facture moyenne au tarif D (\$) | Économie (\$) Moyenne | Économie (\$) Minimum | Économie (\$) Maximum | Effacement moyen (kW) |
|---|-------------------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Ensemble des clients | 18 599 | 1 511 \$ | 28 \$ | 0 \$ | 1 386 \$ | 0,8 |
| Strates de consommation annuelle | | | | | | |
| [-, 5000[| 3 552 | 360 \$ | 5 \$ | 0 \$ | 64 \$ | 0,1 |
| [5000; 10000[| 7 717 | 618 \$ | 11 \$ | 0 \$ | 161 \$ | 0,3 |
| [10000; 15000[| 12 467 | 963 \$ | 17 \$ | 0 \$ | 503 \$ | 0,5 |
| [15000; 20000[| 17 504 | 1 379 \$ | 27 \$ | 0 \$ | 640 \$ | 0,8 |
| [20000; 25000[| 22 415 | 1 807 \$ | 36 \$ | 0 \$ | 406 \$ | 1,0 |
| [25000; 30000[| 27 245 | 2 241 \$ | 42 \$ | 0 \$ | 766 \$ | 1,2 |
| [30000; 35000[| 32 093 | 2 689 \$ | 51 \$ | 0 \$ | 1 386 \$ | 1,5 |
| [35000; 40000[| 37 318 | 3 175 \$ | 62 \$ | 0 \$ | 557 \$ | 1,8 |
| [40000; 45000[| 42 051 | 3 618 \$ | 75 \$ | 0 \$ | 673 \$ | 2,2 |
| [45000; 50000[| 47 259 | 4 107 \$ | 57 \$ | 0 \$ | 508 \$ | 1,6 |
| [50000; 55000[| 51 849 | 4 535 \$ | 74 \$ | 3 \$ | 441 \$ | 2,1 |
| [55000; 60000[| 57 465 | 5 061 \$ | 50 \$ | 4 \$ | 199 \$ | 1,4 |
| [60000; Max.] | 70 715 | 6 302 \$ | 81 \$ | 1 \$ | 1 103 \$ | 2,3 |
| Type de clients | | | | | | |
| Client résidentiel | 18 556 | 1 507 \$ | 28 \$ | 0 \$ | 1 386 \$ | 0,8 |
| Exploitation agricole | 25 860 | 2 143 \$ | 49 \$ | 0 \$ | 382 \$ | 1,4 |
| Segments d'habitation | | | | | | |
| Logement dans un immeuble 4 logements + | 8 840 | 710 \$ | 12 \$ | 0 \$ | 221 \$ | 0,3 |
| Logement dans un duplex ou triplex | 13 340 | 1 068 \$ | 17 \$ | 0 \$ | 557 \$ | 0,5 |
| Maison individuelle | 22 438 | 1 827 \$ | 35 \$ | 0 \$ | 1 386 \$ | 1,0 |
| Statut du ménage | | | | | | |
| Client non MFR | 19 503 | 1 583 \$ | 41 \$ | 0 \$ | 1 386 \$ | 1,2 |
| Client MFR | 13 837 | 1 114 \$ | 23 \$ | 0 \$ | 508 \$ | 0,7 |
| Source d'énergie pour le chauffage | | | | | | |
| TAE | 19 051 | 1 549 \$ | 29 \$ | 0 \$ | 1 386 \$ | 0,9 |
| autre que TAE | 15 771 | 1 252 \$ | 18 \$ | 0 \$ | 366 \$ | 0,5 |

Note : les différentes catégories ne sont pas mutuellement exclusives. Seule l'identification du statut du ménage est basée sur la réponse à une question posée dans le cadre d'un sondage.

Demandes :

- 15.1 Pour chacun des quatre tableaux de la référence, veuillez ajouter une colonne qui indique le nombre de clients de chaque ligne.
- 15.2 Relativement au tableau 6 de la référence, veuillez expliquer comment un client résidentiel de la strate de consommation annuelle entre 30 000 et 35 000 kWh a-t-il pu réaliser une économie de 1 386 \$ alors que l'économie moyenne de la même strate n'est que de 51 \$.

TAUX DE RÉSERVE

16. **Références :** (i) B-0106, page 28 (PDF 30);
 (ii) B-0041, page 36, réponse 13.2;
 (iii) R-4045-2018, A-0178, page 171.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 4.2 RÉVISÉ³ :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

| | Année courante | + 1 an | + 2 ans | + 3 ans |
|------------------------------------|----------------|--------|---------|---------|
| État d'avancement 2018 | 9,5% | 9,9% | 9,9% | 10,1% |
| Plan d'approvisionnement 2020-2029 | 9,4% | 9,5% | 9,5% | 9,7% |
| État d'avancement 2020 | 9,4% | 9,5% | 9,7% | 9,7% |

La méthode d'établissement de la réserve est la même que celle utilisée dans le cadre du Plan. Le Distributeur a appliqué un taux de réserve pour le moyen de gestion en puissance Interruption chaînes de blocs, pour la portion en provenance des réseaux municipaux. Le taux de réserve appliqué est de 15 % étant donné que ce produit a des modalités similaires à celles des options d'électricité interruptible.

Le taux de réserve du Distributeur demeure comparable à celui du Plan pour l'année courante et les années suivantes.

TABLEAU 4.3 RÉVISÉ⁴ :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

| Moyen | Contribution au bilan de puissance (MW) 2020-2021 | Taux de réserve |
|---|---|---------------------|
| Électricité interruptible | 1 000 | 15 % |
| GDP Affaires | 407 | 17 % |
| Interruption chaînes de blocs | 166 | 15 % ¹ |
| Tarifification dynamique | 53 | 15,3 % ² |
| Hilo | 14 | 17 % |
| Bonification de l'électricité interruptible | 0 | 15 % |

1 : Le taux de réserve est appliqué seulement sur la valeur d'effacement en provenance des clients situés en réseaux municipaux (81 MW en 2020-2021).

2 : Taux pondéré en fonction du taux de réserve des deux options de tarification dynamique.

»

- (ii) « 13.2 Veuillez fournir les informations apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii) pour chacun des dix hivers de la période du Plan. Si le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen sont identiques d'un hiver à l'autre, veuillez démontrer que ce principe est valide, par exemple entre l'hiver 2019-2020 (1 315 MW en gestion de la demande en puissance) et l'hiver 2025-2026 (3 004 MW en gestion de la demande en puissance).

Réponse :

Le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen de gestion sont identiques sur toute la période du Plan. Le Distributeur précise que les variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales. De plus, cette façon de faire facilite la planification des moyens de gestion. » (Nous soulignons)

- (iii) « Q. [160] Mais au-delà de ça, là, vous, vous avez perdu deux cents (200) heures au net, là. Vous avez deux cents (200) heures, moins de flexibilité. Comment on fait pour s'assurer que nous, la clientèle, là, on ne se trouve pas à payer des choses qui n'ont pas été effacées. Tout ça, basé sur - on se rappelle, là, du début - un décret qui nous dit que les heures des cryptos doivent être effaçables. En partie.

R. Effectivement. Donc de un, ça veut dire les heures de crypto sont effaçables dans les deux cas. Donc, c'est trois cents (300) heures effaçables dans les deux cas. Évidemment, dans les deux cas, c'est effaçable selon les besoins d'effacement. Puis, on va suivre annuellement l'effacement, puis comment ça s'est fait avec les réseaux municipaux. Parce qu'on a mis des hypothèses sur le fait qu'il y avait quand même une très grande coïncidence entre les besoins d'effacement. Ça va faire l'objet de suivis annuellement. Puis, s'il devait y avoir un trop grand écart, il y aura moyen de se rasseoir avec... dans le cadre du comité de suivi, pour s'assurer qu'effectivement, ce dépassement-là, on tend vers la plus grande coïncidence possible. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 16.1** Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, l'augmentation du taux de réserve à la ligne « *État d'avancement 2020* » pour la colonne « +2 ans » du tableau 4.2 révisé de la référence (i), alors qu'aucune augmentation n'est observée pour les autres années.
- 16.2** Veuillez fournir une analyse comparative démontrant l'affirmation de la référence (i) selon laquelle le moyen de gestion en puissance Interruption chaînes de blocs, pour la portion en provenance des réseaux municipaux, aurait des modalités similaires à celles des options d'électricité interruptible. Veuillez notamment comparer les plages d'utilisation permises et tenir compte des heures d'effacement demandées par les réseaux municipaux qui devraient bien coïncider avec les besoins du Distributeur pendant 300 heures, tel qu'indiqué à la référence
-

(iii). Dans ce contexte, veuillez justifier le taux de 15 % retenu par le Distributeur à la référence (i) pour la portion des réseaux municipaux.

- 16.3** Veuillez indiquer sur quelles années ont été effectuées les simulations dont il est question à la référence (ii) et fournir les taux obtenus pour chacune de ces années.
- 16.4** Veuillez expliquer que « *les variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales* », tel que mentionné à la référence (ii), malgré l'augmentation significative de la puissance totale des moyens de gestion dans le bilan de puissance du Distributeur sur l'horizon du Plan.
- 16.5** Veuillez indiquer quelles seraient les contraintes qui empêcheraient le Distributeur de calculer des taux de réserve pour chaque année du Plan, en termes notamment de données disponibles et de capacité de calcul
-

17. **Références :** (i) B-0041, page 37, réponse 13.3;
(ii) B-0041, page 38, réponse 13.7;
(iii) R-4045-2018, A-0178, pages 150 et 151;
(iv) B-0070, page 5, réponse 13.5;
(v) D-2019-027, dossier R-4057-2018, page 89, paragraphe 387;
(vi) B-0041, page 6, réponse 13.9.

Préambule :

- (i) « Pour ses évaluations de fiabilité, le Distributeur utilise le modèle MARS. C'est en effet le modèle de référence. Pour l'estimation des taux de réserve des moyens de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité, le Distributeur utilise le modèle FEPMC. Contrairement au modèle MARS, le modèle FEPMC permet de tenir compte des modalités d'un moyen de gestion. Ces modalités sont : nombre d'appels par jour, nombre d'appels par semaine, durées minimale et maximale d'un appel, délai minimum entre deux appels, limitations d'utilisation (jour férié, fin de semaine), utilisation maximale quotidienne et utilisation maximale annuelle. » (Nous soulignons)
- (ii) « Les moyens de gestion sont entrés selon la séquence présentée dans le bilan en puissance. L'ordonnancement des moyens dans le modèle MARS est le suivant :
- 1- Électricité interruptible
 - 2- Programme GDP affaires
 - 3- Interruption chaînes de blocs
 - 4- Tarification dynamique
 - 5- GDP résidentielle (Hilo)
 - 6- Moyens additionnels potentiels
 - 7- Abaissement de tension
- Le Distributeur précise que les moyens de gestions sont entrés dans le modèle MARS après l'application du taux de réserve. » (Nous soulignons)
- (iii) « Q. [111] O.K. Mais, là, évidemment, là, on est en traiter comment ça va se gérer pour les fins du Distributeur. Donc, dans les mains du Distributeur, vous, vous avez un moyen d'effacement qui, parce qu'il transite dans les réseaux municipaux, a une contrainte additionnelle, dans le fond, ou une contrainte de temps plus importante. C'est ça?
- R. Effectivement, le délai est plus long.
- Q. [112] D'accord.
-

R. C'est un délai avec lequel on a évalué pour un appel de moyens puis l'impact pour la quantité. Donc, ça fait partie un peu de la réserve dont Stéphanie vous parlait plus tôt qu'on a mis aussi sur le moyen en puissance.

Q. [113] D'accord. Alors, vous dites, ça, ça sera dans la réserve dont on a parlé il y a quelques...

R. Hum, hum.

Q. [114] ... quelques heures maintenant, tout à l'heure?

R. Oui.

Q. [115] On y reviendra dans quelques instants si vous le voulez bien, puis on pourra regarder ensemble plus spécifiquement au niveau de la réserve en tant que telle. Mais je prends note. Vous me dites, oui, c'est vrai qu'il y a une contrainte supplémentaire, c'est plus long d'avance, donc c'est plus... il y a une contrainte additionnelle. Vous en tenez compte en résumé à quelque part, et dans la réserve spécifiquement? C'est ça?

R. Hum, hum. Exact. » (Nous soulignons)

- (iv) « Le Distributeur précise également qu'il ne dispose pas de modèle pouvant tenir compte des délais d'appel. Le Distributeur considère que ce paramètre est un paramètre opérationnel et qu'il n'aurait pas d'impact significatif en planification. Le Distributeur précise que les délais d'appel sont considérés dans la gestion opérationnelle des moyens de gestion. » (Nous soulignons)
- (v) « [387] Afin de comprendre l'impact sur le plan d'approvisionnement de chacun de ces tarifs et programmes, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement, la contribution en kW au bilan en puissance de même que l'évaluation du taux de réserve à retenir pour chacun des tarifs et programmes, en tenant compte des modalités d'utilisation et des délais d'appel de chacun de ces tarifs et programmes. » (Nous soulignons)
- (vi) « 13.9 Pour chacun des deux moyens de l'électricité interruptible et du programme GDP affaires, veuillez indiquer le pourcentage des simulations de l'hiver 2025-2026 faites par le modèle MARS où le nombre maximum d'heures ou d'appels par hiver s'avère insuffisant.

Réponse :

Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.

Complément de réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information détaillée sur l'utilisation des moyens de gestion, ni dans le modèle MARS ni dans le modèle FEPMC. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 17.1** Veuillez concilier l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle le Distributeur indique ne pas disposer de modèle pouvant tenir compte des délais d'appel et l'extrait du témoignage à la référence (iii) où il confirme plutôt qu'il tient compte du délai d'appel dans l'évaluation du taux de réserve.
- 17.2** Veuillez décrire les efforts consentis par le Distributeur depuis l'émission de la décision de la Régie datant du 5 mars 2019 à la référence (v) où elle demande de tenir compte des délais d'appel de chacun des tarifs et programmes. Veuillez notamment fournir les résultats des recherches faites par le Distributeur, le cas échéant, pour savoir comment d'autres juridictions procédaient pour tenir compte des délais d'appel.
- 17.3** Veuillez fournir une démonstration mathématique probante pour justifier l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle les délais d'appel des moyens de gestion n'auraient pas d'impact significatif en planification.
- 17.4** Veuillez fournir la moyenne et l'écart-type des erreurs de prévision de la demande lors des heures de plus forte demande où le Distributeur a eu recours à des moyens de gestion au cours des cinq dernières années (ou à la limite sur toutes les heures de l'hiver si ce sont les seules statistiques disponibles). Veuillez fournir la moyenne et l'écart-type demandés pour des prévisions faites avec des délais variant entre 1 à 7 jours à l'avance et des délais de 4 et 8 heures à l'avance.
- 17.5** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle, afin de tenir compte des délais d'appel des moyens de gestion dans l'évaluation des taux de réserve de ceux-ci, le Distributeur pourrait tout simplement réduire le nombre d'heures maximal d'utilisation de ceux-ci.
- 17.6** Veuillez fournir une évaluation du taux de réserve des moyens de gestion de la puissance en réduisant de 20 % le nombre d'heures ou d'appels permis pour chacun de ceux-ci.
- 17.7** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle l'ordonnancement des moyens fourni à la référence (ii) n'a aucune influence sur les résultats du modèle MARS dans le contexte de son utilisation par le Distributeur.
- 17.8** Veuillez fournir l'ordonnancement des moyens de gestion fourni au modèle FEPMC dont il est question à la référence (i) pour l'estimation des taux de réserve des moyens de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité. En plus des moyens mentionnés à la référence (ii), veuillez ajouter à l'ordonnancement les contrats de puissance avec HQP pour 500 MW, la bonification de l'électricité interruptible, le démarrage de la centrale des IDLM en pointe et les marchés de court terme.
-

- 17.9** Veuillez évaluer l'effort à consentir par le Distributeur pour permettre à son modèle FEPMC de fournir l'information détaillée mentionnée à la référence (vi) en ajoutant, par exemple, des compteurs au bon endroit dans le code du modèle. Veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas déjà fait.
- 17.10** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le modèle MARS mentionné à la référence (i) peut, dans ses simulations, dépasser le nombre d'heures ou d'appels maximum d'un moyen de gestion.
- 18. Référence :** B-0111, page 14, réponse 3.2.

Préambule :

« Pour cette raison, la gestion de la reprise offerte par Hilo permet de réduire la pression sur les réseaux de transport et de distribution et le risque de créer une nouvelle pointe subséquente à la période d'interruption. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 18.1** Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui sur l'ensemble des heures d'un hiver, que « *la gestion de la reprise offerte par Hilo permet de réduire la pression sur les réseaux de transport et de distribution* » comme le Distributeur l'affirme à la référence.
- 18.2** Pour chaque année du Plan, veuillez quantifier le gain monétaire pour le Distributeur (et ses clients) de la réduction de « *la pression sur les réseaux de transport et de distribution* » dont il est question à la référence.
- 18.3** Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui sur l'ensemble des heures d'un hiver, que la gestion de la reprise offerte par Hilo permet de réduire « *le risque de créer une nouvelle pointe subséquente à la période d'interruption* » comme le Distributeur l'affirme à la référence.
- 18.4** Veuillez quantifier « *le risque de créer une nouvelle pointe subséquente à la période d'interruption* » mentionné à la référence, avec et sans la gestion de la reprise offerte par Hilo.
- 18.5** Veuillez indiquer si « *la gestion de la reprise offerte par Hilo* » mentionnée à la référence permet de réduire la pointe annuelle sur l'ensemble du réseau de transport et/ou sur des portions du réseau de distribution. Dans l'affirmative, veuillez en faire une démonstration, avec chiffres à l'appui, sur l'ensemble des heures d'un hiver.
-

Dans la négative, veuillez justifier l'affirmation de la référence selon laquelle une telle gestion permettrait de réduire la pression sur ces mêmes réseaux.

- 18.6** Veuillez indiquer si la « *gestion de la reprise offerte par Hilo* » dont il est question à la référence a un effet à la baisse sur le taux de réserve de ce moyen de gestion. Dans l'affirmative, veuillez décrire la démarche du Distributeur pour évaluer un tel effet et en fournir la valeur. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi il n'y a pas d'effet.
- 18.7** Pour chaque année du Plan, veuillez quantifier le gain monétaire pour le Distributeur (et ses clients) de réduire « *le risque de créer une nouvelle pointe subséquente à la période d'interruption* » dont il est question à la référence, en sus des gains de la réduction de « *la pression sur les réseaux de transport et de distribution* ».
- 19. Référence :** B-0111, pages 14 et 15, réponse 3.3.

Préambule :

« À partir des exigences demandées par le Distributeur pour le service de gestion de la demande en puissance dans le marché résidentiel, Hilo a déterminé le montant (\$/kW) minimum requis pour fournir ce service et rentabiliser ses opérations. Ce prix a été jugé raisonnable en comparaison aux bénéfices que le Distributeur compte tirer de ce service. » (Nous soulignons)

Demande :

- 19.1** Pour chaque année du Plan, veuillez quantifier les bénéfices que le Distributeur compte tirer du service dont il est question à la référence et fournir l'analyse qui a servi à faire cette quantification. Dans le cas où de tels bénéfices ne sont pas quantifiés, veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas fait et comment il peut juger que le prix est « *raisonnable* ».
-

FIABILITÉ EN PUISSANCE DES APPROVISIONNEMENTS DU PRODUCTEUR

20. Référence : B-0106, page 29 (PDF 31), lignes 14 à 16.

Préambule :

« Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au début de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre des suivis du plan d'approvisionnement. »

Demande :

20.1 Veuillez fournir l'attestation dont il est question à la référence pour l'hiver 2020-2021 (à confidentialité levée).

COÛTS ÉVITÉS

- 21. Références :** (i) B-0106, page 37 (PDF 39), lignes 3 à 20;
(ii) B-0041, page 46, tableau R-16.1;
(iii) B-0041, page 42, tableau R-15.4;
(iv) B-0009, page 73, tableau 9.1.

Préambule :

- (i) *« Le bilan d'énergie montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cet horizon, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.*
- *2020 à 2026 inclusivement :*
 - *le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,5 ¢/kWh (\$ 2020), indexé à l'inflation ;*
 - *le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2020), indexé à l'inflation.*
 - *À compter de 2027 :*
 - *le signal de prix est de 8,4 ¢/kWh (\$ 2020) indexé à l'inflation, soit 6,2 ¢/kWh (\$ 2020) pour la fourniture à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 2,2 ¢/kWh (\$ 2020). Ce signal de prix reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus du*
-

quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, révisé afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens, comme précisé dans le dossier R-4057-2018 (pièce HQD-4, document 3 [B-0015]). » (Nous soulignons)

(ii)

**TABLEAU R-16.1 :
 PUISSANCE UCAP – HIVER 2019-2020**

| | | RFP 2019 | |
|---------------------------|----------------|-----------------|-----------------|
| | | Janvier 2020 | Février 2020 |
| Quantité recherchée | MW | 700 | 700 |
| Quantité offerte | MW | 1175 | 1175 |
| Quantité acquise | MW | 675 | 650 |
| Prix moyen offert | \$US / kW-mois | 1,14 | 1,14 |
| MIN | \$US / kW-mois | 0,20 | 0,20 |
| MAX | \$US / kW-mois | 7,00 | 7,00 |
| Prix moyen payé | \$US / kW-mois | 0,57 | 0,50 |
| Encan mensuel UCAP - ROS | \$US / kW-mois | 0,14 | 0,12 |
| Prix payé ÷ Encan mensuel | Ratio | 4,1 | 4,2 |

(iii)

**TABLEAU R-15.4 :
 HISTORIQUE DES PRIX HORAIRES D'ACHAT D'ÉNERGIE
 DES HIVERS 2014-2015 À 2018-2019**

| | Prix horaires (en \$/ MWh) | | | | |
|------------|----------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | Hiver 2014-2015 | Hiver 2015-2016 | Hiver 2016-2017 | Hiver 2017-2018 | Hiver 2018-2019 |
| h1 | 30,1 | 8,5 | 16,5 | 22,4 | 21,8 |
| h2 | 29,0 | 7,5 | 15,5 | 20,0 | 20,4 |
| h3 | 28,8 | 6,8 | 14,6 | 19,1 | 19,7 |
| h4 | 28,9 | 6,9 | 14,5 | 18,8 | 19,7 |
| h5 | 30,8 | 7,2 | 14,9 | 20,5 | 20,8 |
| h6 | 35,4 | 9,0 | 16,9 | 25,9 | 22,4 |
| h7 | 48,7 | 13,8 | 22,1 | 35,1 | 29,8 |
| h8 | 52,9 | 15,6 | 24,5 | 37,4 | 32,9 |
| h9 | 51,1 | 16,7 | 25,3 | 38,2 | 31,5 |
| h10 | 45,7 | 16,8 | 24,9 | 37,7 | 30,3 |
| h11 | 43,0 | 16,3 | 24,5 | 35,0 | 28,9 |
| h12 | 42,3 | 15,5 | 23,7 | 30,6 | 27,7 |
| h13 | 36,9 | 14,4 | 22,3 | 28,1 | 25,9 |
| h14 | 36,0 | 13,8 | 21,7 | 26,4 | 24,6 |
| h15 | 34,2 | 13,3 | 21,0 | 25,6 | 24,1 |
| h16 | 35,0 | 13,3 | 20,9 | 26,4 | 24,3 |
| h17 | 42,9 | 15,3 | 24,1 | 35,0 | 28,9 |
| h18 | 53,8 | 19,0 | 31,1 | 47,4 | 35,3 |
| h19 | 56,7 | 19,9 | 31,6 | 47,0 | 36,3 |
| h20 | 53,5 | 19,4 | 30,1 | 42,4 | 34,5 |
| h21 | 49,0 | 17,3 | 27,5 | 37,1 | 31,1 |
| h22 | 41,5 | 14,7 | 24,5 | 31,0 | 27,5 |
| h23 | 35,8 | 11,9 | 21,0 | 25,3 | 23,1 |
| h24 | 32,8 | 9,4 | 17,7 | 21,4 | 22,4 |

(iv)

TABEAU 9.1 :
DONNÉES HISTORIQUES RELATIVES AUX APPROVISIONNEMENTS

| | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Volume de consommation patrimoniale | TWh | 166,2 | 162,8 | 164,3 | 164,6 | 161,2 | 161,2 | 160,2 | 155,3 | 155,1 | 156,3 | 156,7 |
| Taux de pertes de l'électricité patrimoniale | % | 7,6% | 7,4% | 7,8% | 7,7% | 7,9% | 8,1% | 7,5% | 7,5% | 7,8% | 7,3% | 7,4% |
| Volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production (Vol. max. = 178,86 TWh) | TWh | 178,9 | 174,9 | 177,2 | 177,3 | 174,0 | 174,2 | 172,2 | 166,9 | 167,2 | 167,7 | 168,3 |
| Volume d'électricité patrimoniale inutilisée | TWh | 0,0 | 3,9 | 1,7 | 1,5 | 4,8 | 4,7 | 6,7 | 11,9 | 11,6 | 11,2 | 10,6 |
| Approvisionnement de long terme (services de base) | TWh | 2,6 | 1,8 | 2,7 | 4,2 | 7,0 | 9,8 | 12,1 | 14,0 | 14,7 | 15,3 | 16,4 |
| Approvisionnement de long terme (service cyclable) | TWh | 1,5 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 0,1 | 0,3 | 0,5 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| Approvisionnement de court terme (incluant UCAP) | TWh | 0,9 | 1,1 | 0,7 | 0,6 | 0,3 | 2,3 | 2,7 | 3,0 | 0,1 | 0,5 | 0,8 |
| Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre | TWh | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| Électricité revendue | TWh | -0,4 | -0,6 | -1,1 | -0,3 | -0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Électricité interrompible | TWh | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total | TWh | 4,7 | 2,9 | 3,1 | 5,4 | 7,1 | 12,6 | 15,3 | 17,5 | 14,9 | 15,9 | 17,4 |
| Approvisionnement de long terme (services en base) | M\$ | 300,8 | 279,6 | 323,7 | 445,8 | 608,7 | 863,8 | 1 137,1 | 1 364,4 | 1 437,2 | 1 524,6 | 1 660,2 |
| Approvisionnement de long terme (service cyclable) | M\$ | 82,6 | 26,2 | 58,2 | 67,4 | 31,3 | 44,1 | 51,9 | 50,8 | 31,8 | 33,7 | 39,3 |
| Approvisionnement de court terme (incluant UCAP en puissance) | M\$ | 70,1 | 82,8 | 47,0 | 30,7 | 10,9 | 160,0 | 506,0 | 270,2 | 30,3 | 62,4 | 75,7 |
| Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre | M\$ | 8,5 | 5,6 | 0,9 | 0,8 | 0,4 | 0,8 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 5,7 | 0,0 |
| Électricité revendue | M\$ | -31,0 | -14,3 | -50,6 | -9,6 | -7,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Électricité interrompible (énergie et puissance) | M\$ | 5,7 | 10,0 | 6,7 | 5,8 | 6,6 | 14,7 | 14,8 | 17,3 | 18,2 | 27,8 | 29,6 |
| Total | M\$ | 436,8 | 389,9 | 385,8 | 540,9 | 650,8 | 1 083,3 | 1 709,9 | 1 702,7 | 1 517,4 | 1 654,1 | 1 804,8 |

Demandes :

- 21.1 Veuillez identifier les marchés dont il est question à la référence (i).
- 21.2 Veuillez fournir l'équivalent du tableau R-16.1 de la référence (ii) pour l'hiver 2020-2021.
- 21.3 Veuillez fournir la source des intrants et le calcul détaillé à jour des « *coûts de transport et d'équilibrage de 2,2 ¢/kWh (\$ 2020)* » dont il est question à la référence (i).
- 21.4 Veuillez fournir la source des intrants et la méthode de calcul ayant permis de préparer le tableau R-15.4 de la référence (iii). Veuillez notamment concilier l'ordre de grandeur des valeurs de ce tableau avec l'ordre de grandeur des coûts unitaires qui peuvent être déduits du tableau 9.1 de la référence (iv) pour les approvisionnements de court terme, même en retirant les coûts UCAP.

22. Référence : B-0041, page 46, réponse 16.2.

Préambule :

« À la référence (i), l'intervenant peut déjà constater que le Distributeur a déjà payé, pour l'hiver 2017-2018 et de façon exceptionnelle, jusqu'à 60 fois le prix de l'encan, donc beaucoup plus que les 5 fois citées à la référence (ii). Toutefois, les achats de l'A/O 2014-01 pour l'hiver 2017-2018 ont été effectués plusieurs années à l'avance. Le Distributeur est d'avis qu'ils ne sont pas représentatifs d'un appel d'offres de court terme. En retirant ce résultat de l'A/O 2014-01 du calcul, la moyenne des prix payés pour les achats de puissance entre janvier 2012 et février 2020 est environ 5 fois le prix de l'encan mensuel du marché de New York. » (Nous soulignons)

Demande :

22.1 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation soulignée de la référence.

COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

23. Référence : B-0106, page 50 (PDF 52), tableau 8.1 révisé.

Préambule :

TABLEAU 8.1 RÉVISÉ⁷ :
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

| | 2019 | | | 2020 | | | 2021 | | |
|--|-------------|----------------|--------------|--------------------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| | Historique | | | Réal au 31 juillet | | | Prévisionnel | | |
| | TWh | M\$ | \$/MWh | TWh | M\$ | \$/MWh | TWh | M\$ | \$/MWh |
| LONG TERME | 16,7 | 1 825,6 | 109,3 | 16,6 | 1 801,8 | 108,7 | 17,6 | 1 927,0 | 109,3 |
| COURT TERME | 1,8 | 103,7 | s.o. | 0,2 | 31,8 | s.o. | 0,3 | 55,2 | s.o. |
| Achats d'énergie ^{(1) (2)} | 1,8 | 92,2 | 50,6 | 0,2 | 8,4 | 36,9 | 0,3 | 11,4 | 41,2 |
| <i>dont options d'électricité interruptible</i> | 0,0 | 1,2 | 200,0 | - | - | - | - | - | - |
| <i>dont gestion de la demande de puissance</i> | 0,0 | - | s.o. | 0,0 | - | s.o. | - | - | - |
| <i>dont achats sur les marchés de court terme</i> | 1,8 | 90,8 | 50,3 | 0,2 | 8,3 | 37,4 | 0,3 | 11,4 | 41,2 |
| <i>dont entente cadre</i> | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Achats de puissance | s.o. | 11,5 | s.o. | s.o. | 23,4 | s.o. | s.o. | 43,8 | s.o. |
| <i>dont options d'électricité interruptible</i> | s.o. | 11,5 | s.o. | s.o. | 12,5 | s.o. | s.o. | 10,4 | s.o. |
| <i>dont gestion de la demande de puissance</i> | s.o. | 0,0 | s.o. | s.o. | 7,3 | s.o. | s.o. | 23,9 | s.o. |
| TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux | 18,5 | 1 929,4 | 104,1 | 16,8 | 1 833,7 | 109,1 | 17,9 | 1 982,2 | 110,7 |

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie des moyens de gestion de la demande de puissance pour l'année historique et l'année courante.

Demandes :

- 23.1** Veuillez fournir les valeurs du tableau de la référence pour l'année 2020 au 31 décembre.
- 23.2** Veuillez expliquer et corriger l'absence de valeur monétaire (M\$ et \$/MWh) pour les achats d'énergie en gestion de la demande de puissance en 2019 et en 2020 alors que le Distributeur a eu recours à des quantités (TWh).
- 23.3** Veuillez expliquer l'absence de valeurs pour les achats d'énergie des moyens de gestion des options d'électricité interruptible et de la gestion de la demande de puissance pour l'année 2021 du tableau de la référence (i). Veuillez notamment indiquer la probabilité que chacun de ces moyens de gestion soient utilisés par le Distributeur en 2021, selon la prévision ayant servi à préparer le tableau de la référence (i).
- 23.4** Veuillez fournir les intrants et le calcul détaillé pour chaque moyen de gestion de la demande de puissance qui expliquent l'évolution observée dans le tableau de la référence (i) pour la valeur monétaire des achats de puissance pour la gestion de la demande de puissance qui passe de 0,0 M\$ en 2019 à 23,9 M\$ en 2021.

UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELABLE

24. Référence : B-0106, page 51 (PDF 53), tableau 8.2.

Préambule :

TABLEAU 8.2 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – SOMMAIRE

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Janvier | 0 | 0 | 0 | 550 | 600 | 400 | 150 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 150 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Février | 0 | 0 | 0 | 700 | 400 | 400 | 150 | 300 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 400 | 400 | 400 | 243 |
| Mars | 0 | -600 | -400 | 250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Avril | 0 | -600 | -600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Mai | 0 | -600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Juin | -500 | -600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Juillet | -500 | -600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Août | -500 | -600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Septembre | -500 | -600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Octobre | -600 | -600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Novembre | 0 | -600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Décembre | -200 | -350 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 150 | 350 | 350 | 0 |
| Total annuel | -2,1 | -4,2 | -0,7 | 1,1 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,4 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,5 |
| Total différé | -2,1 | -4,2 | -0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total rappelé | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,4 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,5 |
| En TWh Solde | -2,1 | -6,3 | -7,0 | -5,9 | -5,2 | -4,7 | -4,0 | -3,3 | -3,3 | -3,3 | -3,3 | -3,3 | -3,3 | -3,3 | -3,2 | -2,8 | -2,1 | -1,3 | -0,5 | 0,0 |

Demands :

- 24.1** Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie rappelée préconisée par le Distributeur à la référence répond aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur l'horizon du Plan. En particulier, veuillez démontrer qu'il est plus avantageux en termes de coût d'utiliser le rappel d'énergie et de puissance en 2022 au lieu de l'utiliser lors des années subséquentes d'ici le 28 février 2027.
- 24.2** Veuillez indiquer si le Distributeur maintient à ce jour sa stratégie indiquée au tableau de la référence pour l'année 2022. Dans l'affirmative, veuillez indiquer à quel moment le Distributeur sollicitera l'approbation de la Régie avant d'appliquer cette stratégie.

CAPACITÉS DES INTERCONNEXIONS

25. **Références :** (i) B-0106, page 53 (PDF 55), lignes 1 à 7;
- (ii) <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1677/le-necec-obtient-le-permis-présidentiel-feu-vert-final-pour-la-construction-de-la-ligne-de-transport/> ;
- (iii) B-0009, page 48, lignes 7 à 14;
- (iv) https://docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90548/3119846/3828338/3829273/C01914-7_App-Maine_Demande_ONE_FINAL_190927_CD_-_A6Y1K1.pdf?nodeid=3829274&vernum=-2 , pages PDF 32, 53 et 54.

Préambule :

- (i) « **8.4.2. Mise à jour sur le projet Maine – New England Clean Energy (NECEC)**

Ce projet d'interconnexion, d'une capacité d'exportation de 1 200 MW, relierait le Québec au sud de l'État du Maine [note de bas de page omise].

En vertu des informations disponibles dans le dossier R-4112-2019, cette interconnexion pourrait permettre des importations en puissance et énergie vers la zone du Québec.

Le Distributeur entend communiquer avec le Transporteur dès l'annonce officielle de l'acceptation du projet en sol américain pour demander une étude et discuter des contraintes techniques et commerciales. » (Nous soulignons)

- (ii) « **Le projet NECEC obtient le permis présidentiel – Feu vert final pour la construction de la ligne de transport**

Le département fédéral de l'Énergie a accordé le permis présidentiel au projet de ligne de transport New England Clean Energy Connect (NECEC). Toutes les autorisations réglementaires nécessaires à la réalisation du projet ont donc été obtenues aux États-Unis. Le partenaire d'Hydro-Québec, Avangrid, peut ainsi procéder, du côté américain, à l'ensemble des travaux relatifs à l'interconnexion.

Le projet NECEC conclut ainsi avec succès un examen réglementaire rigoureux de 33 mois par les agences fédérales et celles de l'État du Maine. » (Nous soulignons)

- (iii) « *Ce projet d'interconnexion, d'une capacité d'exportation de 1 200 MW, relierait le Québec au sud de l'État du Maine [note de bas de page omise].*
-

Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle. Il n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet obtenait toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être adressée afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-Angleterre et du Québec.

La mise en service est officiellement prévue pour 2022. » (Nous soulignons)

- (iv) *« Par ailleurs, bien que la fonction première de la ligne internationale projetée soit de répondre à une demande d'EHQP pour l'obtention d'un service de transport d'électricité ferme de point à point vers le Maine, cette ligne offrira une sécurité supplémentaire pour le réseau québécois puisqu'elle permettra également l'importation d'électricité sous certaines conditions commerciales ou advenant des difficultés d'approvisionnement local en énergie. Il s'agirait donc d'un nouveau lien permettant de renforcer la sécurité énergétique des consommateurs d'électricité du Québec en cas d'événement majeur.*

[...]

Compte tenu des équipements choisis, la ligne internationale projetée aura la capacité d'importer de l'électricité depuis la Nouvelle-Angleterre vers le Québec. Toutefois, l'importation d'électricité sur la nouvelle ligne d'interconnexion ne fait actuellement l'objet d'aucune demande de la part des clients du réseau de transport d'Hydro-Québec. Dans le contexte actuel, Hydro-Québec prévoit utiliser la ligne en mode import dans les deux situations suivantes : au moment des essais de mise en service des équipements de la ligne elle-même et, de façon exceptionnelle, dans une situation d'urgence où l'importation de puissance contribuerait à assurer la sécurité de son réseau.

[...]

HQT estime que la capacité de transfert nominale en mode import (de la Nouvelle-Angleterre vers le Québec) de la LIT projetée sera de 1 161 MW à la frontière Québec-Maine, compte tenu des pertes électriques estimées entre la frontière et le point de raccordement au réseau d'ISO-NE. Cette capacité correspond à une puissance de 1 200 MW au point de départ en Nouvelle-Angleterre. Les capacités de transfert en mode import seront confirmées au moment de la réalisation des stratégies d'exploitation de la LIT au cours des mois précédant la mise en service. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 25.1** Veuillez indiquer si le Distributeur a communiqué avec le Transporteur dès l'annonce officielle de l'acceptation du projet en sol américain le 15 janvier 2021 (référence (ii)) pour demander une étude et discuter des contraintes techniques et commerciales comme il l'annonçait à la référence (i).
-

Dans l'affirmative, veuillez fournir les résultats de cette communication et l'échéance convenue pour le dépôt d'une étude, le cas échéant. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne l'a pas fait.

25.2 Veuillez fournir les sources de l'information véhiculée par le Distributeur à la référence (ii) selon laquelle « *Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle. Il n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec.* ».

25.3 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, basée notamment sur les affirmations d'Hydro-Québec visant à faire approuver le projet par la Régie de l'énergie du Canada (référence (iii)), selon laquelle il est plus que probable que l'interconnexion NECEC permette une importation par le Québec de l'ordre de plus de 1 150 MW.

26. Référence : B-0042, page 4, lignes 3 à 8.

Préambule :

« Le Distributeur et le Transporteur ont amorcé des travaux afin d'analyser de façon plus poussée l'impact de différents moyens de GDP sur les besoins du réseau. Ces travaux contribueront notamment à l'élaboration d'une stratégie permettant de mieux tenir compte de l'apport des moyens de GDP dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux. »

Demande :

26.1 Veuillez fournir un aperçu des résultats déjà obtenus à la suite des travaux mentionnés à la référence et un plan de travail et un échéancier des étapes restant à réaliser.
