

Performance – Résultats et perspectives

Table des matières

| | | |
|---|---|-----------|
| 1 | Performance interne | 5 |
| 1.1 | Indicateurs de performance généraux 2019 et 2020 | 5 |
| 1.2 | Indicateurs de performance liés au MTÉR | 8 |
| 2 | Performance comparative 2020 | 9 |
| 2.1 | Indice composite de l'Association Canadienne de l'Électricité | 9 |
| 2.2 | Balisage | 11 |
| 2.2.1 | Balisage de First Quartile Consulting..... | 11 |
| 2.2.2 | Balisage de l'Association Canadienne de l'Électricité (ACÉ) | 17 |
| 3 | Mesures d'efficacité et innovation technologique | 21 |
| 3.1 | Améliorations dans la réalisation des projets | 21 |
| 3.2 | Innovation technologique | 23 |
| 4 | Données relatives au réseau de transport | 25 |
| 4.1 | Sollicitation du réseau de transport | 25 |
| 4.2 | Prévision des marges disponibles du réseau de transport | 28 |
| 5 | Suivis de décisions | 30 |
| 5.1 | Indicateur Disponibilité de services aux interconnexions | 30 |
| 5.1.1 | Définition | 31 |
| 5.1.2 | Résultats | 32 |
| 5.2 | Indicateur Disponibilité des emplacements d'exploitation | 33 |
| 5.2.1 | Définition | 33 |
| 5.2.2 | Résultats | 35 |
| Annexe 1 Participants au balisage (PA Consulting et First Quartile Consulting) | | 37 |

Liste des tableaux

| | | |
|------------|---|----|
| Tableau 1 | Indicateurs de performance | 6 |
| Tableau 2 | Indicateurs, cibles, pondérations et seuils | 8 |
| Tableau 3 | Illustration du mécanisme à l'aide des résultats des années 2016 à 2020 | 9 |
| Tableau 4 | Balisage de First Consulting – Résultats 2018 et 2019 des indicateurs de coûts | 12 |
| Tableau 5 | Balisage de l'ACÉ – Résultats 2018 et 2019 des indicateurs de coûts..... | 18 |
| Tableau 6 | Données de base soutenant la sollicitation du réseau de transport pour l'année 2019 | 26 |
| Tableau 7 | Données de base soutenant la sollicitation du réseau de transport pour l'année 2020 | 28 |
| Tableau 8 | Disponibilité de service aux interconnexions..... | 33 |
| Tableau 9 | Disponibilité des emplacements d'exploitation du Transporteur | 35 |
| Tableau 10 | Disponibilité des emplacements d'exploitation ACÉ..... | 36 |

Liste des figures

| | | |
|----------|--|----|
| Figure 1 | Indicateur composite | 10 |
| Figure 2 | FQC – Dépenses totales par la valeur de l'actif – Contribution des lignes | 13 |
| Figure 3 | FQC – Dépenses en investissement par la valeur de l'actif – Contribution des lignes | 14 |
| Figure 4 | FQC – Dépenses totales par mille de circuit – Contribution des lignes (USD)..... | 14 |
| Figure 5 | FQC – Dépenses en investissement par mille de circuit – Contribution des lignes (USD)..... | 15 |

| | | |
|-----------|--|----|
| Figure 6 | FQC – Dépenses totales par la valeur de l'actif – Contribution des postes | 16 |
| Figure 7 | FQC – Dépenses en investissement par la valeur de l'actif – Contribution des postes | 16 |
| Figure 8 | FQC – Dépenses totales par MVA (transformateur installé) – Contribution des postes (USD)..... | 17 |
| Figure 9 | FQC – Dépenses en investissement par MVA (transformateur installé) – Contribution des postes (USD) | 17 |
| Figure 10 | ACÉ – Coût d'exploitation, de maintenance et d'administration plus les coûts des investissements en pérennité par la valeur des immobilisations corporelles et des actifs incorporels..... | 18 |
| Figure 11 | ACÉ – Coût total (k\$) par la capacité à la pointe (MW) | 19 |
| Figure 12 | ACÉ – T-SAIDI (minutes par point de livraison)..... | 20 |
| Figure 13 | ACÉ – T-SAIFI-SI (interruption > 1 minute)..... | 20 |
| Figure 14 | ACÉ – T-SAIFI-MI (interruption durée 1 minute et moins)..... | 21 |
| Figure 15 | Sollicitation du réseau de transport pour l'année réelle 2019 | 25 |
| Figure 16 | Sollicitation du réseau de transport pour l'année réelle 2020 | 27 |
| Figure 17 | Courbe de prévision des marges disponibles 2020 | 29 |
| Figure 18 | Courbe de prévision des marges disponibles 2021 | 30 |

1 Dans la présente pièce, le Transporteur présente sa performance évaluée sous divers
2 angles, soit sa performance interne avec ses indicateurs (section 1) et les résultats des
3 balisages externes (section 2). Il présente également les mesures d'efficacité et l'innovation
4 technologique (section 3), ainsi que les données relatives au réseau de transport et à la
5 stratégie de gestion des actifs aux sections 4 et 5. Finalement, les suivis exigés par les
6 décisions D-2019-060 et D-2020-041 sont décrits à la section 6.

1 Performance interne

1.1 Indicateurs de performance généraux 2019 et 2020

7 Le Transporteur présente les résultats 2019 et 2020 des indicateurs de performance.

Tableau 1
Indicateurs de performance

| | Unités de mesure | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Moy. 5 ans | 2020 |
|---|----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|----------|
| | | | | | | | | |
| 1 Satisfaction de la clientèle | | | | | | | | |
| 2 • Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution | Indice 1 à 10 | - | 7,7 | 8,1 | 8,8 | 8,9 | 8,4 | 9,1 |
| 3 • Partenariat qualité avec le Distributeur | Indice 1 à 10 | 9,0 | - | - | - | - | - | - |
| 4 • Satisfaction des clients de point à point | Indice 1 à 10 | 8,8 | 8,8 | 8,9 | 8,9 | 8,9 | 8,9 | 9,0 |
| 5 Fiabilité du service | | | | | | | | |
| 6 • Nombre de pannes et interruptions planifiées | Nombre | 916 | 781 | 849 | 892 | 877 | 863 | 835 |
| 7 • Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées | Minutes | 67 | 91 | 76 | 73 | 93 | 80 | 96 A |
| 8 • Indicateurs de gravités G1 et G2 | Nombre | 82 | 86 | 77 | 81 | 64 | 78 | 49 |
| 9 • IC-Transport (brut) | Heure/client | 0,31 | 0,57 | 0,74 | 0,44 | 0,68 | 0,55 | 0,84 |
| 10 ○ IC-Opérationnel (brut) | Heure/client | 0,18 | 0,23 | 0,33 | 0,18 | 0,43 | 0,27 | 0,20 |
| 11 ○ Défaillances d'équipement (brut) | Heure/client | 0,08 | 0,12 | 0,12 | 0,11 | 0,27 | 0,14 | 0,11 |
| 12 ○ Incidents (brut) | Heure/client | 0,05 | 0,04 | 0,16 | 0,02 | 0,06 | 0,07 | 0,05 |
| 13 ○ Travaux programmés (brut) | Heure/client | 0,04 | 0,06 | 0,05 | 0,06 | 0,10 | 0,06 | 0,04 |
| 14 ○ IC-Autres (brut) | Heure/client | 0,12 | 0,34 | 0,41 | 0,25 | 0,25 | 0,28 | 0,64 |
| 15 ○ Facteurs climatiques (brut) | Heure/client | 0,03 | 0,05 | 0,08 | 0,06 | 0,13 | 0,07 | 0,37 |
| 16 ○ Faune, environnement et méfaits (brut) | Heure/client | 0,07 | 0,12 | 0,29 | 0,11 | 0,08 | 0,13 | 0,15 |
| 17 ○ Autres (brut) | Heure/client | 0,03 | 0,17 | 0,04 | 0,09 | 0,05 | 0,07 | 0,12 |
| 18 • IC-Transport (normalisé) | Heure/client | 0,31 | 0,57 | 0,53 | 0,44 | 0,68 | 0,51 | 0,59 |
| 19 ○ IC-Opérationnel (normalisé) | Heure/client | 0,18 | 0,23 | 0,33 | 0,18 | 0,43 | 0,27 | 0,20 |
| 20 ○ Défaillances d'équipement (normalisé) | Heure/client | 0,08 | 0,12 | 0,12 | 0,11 | 0,27 | 0,14 | 0,11 |
| 21 ○ Incidents (normalisé) | Heure/client | 0,05 | 0,04 | 0,16 | 0,02 | 0,06 | 0,07 | 0,05 |
| 22 ○ Travaux programmés (normalisé) | Heure/client | 0,04 | 0,06 | 0,05 | 0,06 | 0,10 | 0,06 | 0,04 |
| 23 ○ IC-Autres (normalisé) | Heure/client | 0,12 | 0,34 | 0,20 | 0,25 | 0,25 | 0,23 | 0,40 |
| 24 ○ Facteurs climatiques (normalisé) | Heure/client | 0,03 | 0,05 | 0,08 | 0,06 | 0,13 | 0,07 | 0,13 B |
| 25 ○ Faune, environnement et méfaits (normalisé) | Heure/client | 0,07 | 0,12 | 0,08 | 0,11 | 0,08 | 0,09 | 0,15 C |
| 26 ○ Autres (normalisé) | Heure/client | 0,03 | 0,17 | 0,04 | 0,09 | 0,05 | 0,07 | 0,12 |
| 27 • Durée moyenne des interruptions par point de livraison (T-SAIDI) | Minutes | 72 | 83 | 74 | 75 | 95 | 80 | 95 D |
| 28 • Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (T-SAIFI-SI) | Nombre | 0,73 | 0,67 | 0,65 | 0,74 | 0,70 | 0,70 | 0,67 |
| 30 • Indicateur d'indisponibilités forcées | Nombre | 5 556 | 5 879 | 6 169 | 5 769 | 5 969 | 5 868 | 6 645 E |
| 31 • Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances | Nombre | 1 773 | 1 751 | 1 895 | 1 963 | 1 916 | 1 860 | 1 713 F |
| 32 Optimisation de l'exploitation | | | | | | | | |
| 33 • CPS1 | % | 161,0 | 161,0 | 162,0 | 164,0 | 164,0 | 162,4 | 168,2 |
| 34 • CPS2 | % | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| 35 Responsabilité sociale | | | | | | | | |
| 36 • Fréquence des accidents de travail (AMPT) | Nb/200 000 hrs travaillées | 2,42 | 3,41 | 2,66 | | | | |
| 37 • Fréquence des accidents de travail (ATPT) | Nb/200 000 hrs travaillées | | 2,78 | 2,55 | 3,11 | 2,62 | 2,77 | 1,86 |
| 38 Indicateurs environnementaux | | | | | | | | |
| 39 <u>Maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes</u> | | | | | | | | |
| 40 • Superficie totale des emprises à entretenir | Hectares | 172 709 | 172 961 | 176 745 | 179 144 | 179 144 | 176 141 | 179 536 |
| 41 • Superficie traitée mécaniquement | Hectares | 11 011 | 12 010 | 17 294 | 13 977 | 12 209 | 13 300 | 14 742 G |
| 42 • Superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides | Hectares | 705 | 255 | 864 | 798 | 893 | 703 | 1 134 H |
| 43 • Superficie traitée mécaniquement et sélectivement à l'aide de phytocides | Hectares | 11 716 | 12 265 | 18 158 | 14 775 | 13 103 | 14 003 | 15 876 |
| 44 <u>Gestion des matières résiduelles (MR) et des huiles isolantes minérales (HIM)</u> | | | | | | | | |
| 45 • Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (HIM) ¹ | % | 93,3 | 87,9 | 95,8 | 96,2 | 95,9 | 94,2 | 98,7 |
| 46 <u>Gestion des rejets accidentels dans l'environnement</u> | | | | | | | | |
| 47 • Rejets accidentels | Nombre | 30 | 46 | 62 | 57 | 72 | 53 | 59 |
| 48 • Rejets accidentels de moins de 4 000 litres | Nombre | 29 | 45 | 61 | 54 | 70 | 51,8 | 54 |
| 49 • Rejets accidentels de plus de 4 000 litres | Nombre | 1 | 1 | 1 | 3 | 2 | 1,6 | 5 I |
| 50 • Taux de récupération des rejets | % | 56 | 98 | 94 | 92 | 76 | 83 | 87 |

¹ Le taux de réutilisation des huiles isolantes minérales pour l'année 2017 a été corrigé à 95,8%. Le résultat présenté précédemment était de 97,5%.

1 **Principaux écarts 2020 :**

- 2 A : Légère augmentation de la durée moyenne des pannes et interruptions planifiées. Des
3 interruptions sur des lignes radiales sans possibilité de relève expliquent en partie cet
4 écart. À titre d'exemple, la ligne L1475 explique à elle seule près de 12 % du résultat.
- 5 B : Augmentation des IC normalisés liés aux facteurs climatiques. Une inondation au
6 poste La Suète explique à elle seule 65 % du résultat.
- 7 C : Augmentation des IC normalisés engendrée par la faune dans les postes du
8 Transporteur. La diminution des activités engendrée par la pandémie de la COVID-19
9 a eu pour effet de favoriser la présence d'animaux sauvages dans les postes.
10 Conséquemment, le nombre de pannes a augmenté.
- 11 D : Augmentation de la durée moyenne des interruptions par point de livraison (T-SAIDI).
12 L'écart expliqué au point A s'applique puisque la durée moyenne des pannes et
13 interruptions planifiées et la durée moyenne des interruptions par point de livraison
14 (T-SAIDI) sont intimement liés. En effet, ces deux indicateurs mesurent des durées
15 moyennes d'interruptions. Dans le premier cas, le dénominateur est le nombre de
16 pannes ou interruptions planifiées et dans l'autre, le nombre de points de livraison.
- 17 E : Augmentation des indisponibilités forcées (« IF ») qui ont atteint leur plus haut niveau
18 des 5 dernières années. Les analyses sont en cours pour identifier les causes.
- 19 F : Diminution des indisponibilités forcées dues aux défaillances (IFD) qui ont atteint leur
20 plus bas niveau des 5 dernières années. Cette diminution, particulièrement notable
21 au niveau des disjoncteurs et des sectionneurs est principalement due au
22 ralentissement des activités occasionné par la pandémie de la COVID-19. En effet, la
23 diminution du nombre de retraits pour entretien préventif implique une diminution du
24 nombre de disjoncteurs et sectionneurs opérés afin d'isoler les autres appareils. Or,
25 pour les disjoncteurs et les sectionneurs, une grande proportion des bris surviennent
26 lors de la sollicitation pour une manœuvre d'ouverture ou de fermeture.
- 27 G-H : Augmentation de la superficie traitée mécaniquement et la superficie traitée
28 sélectivement à l'aide de phytocides. L'augmentation résulte de la raréfaction de main-
29 d'œuvre causée par un manque d'attrait pour ce type d'emploi chez la génération plus
30 jeune. Le Transporteur a toutefois innové et modifié ses méthodes d'intervention pour
31 pallier le manque de main-d'oeuvre.
- 32 I : Augmentation des rejets accidentels de plus de 4 000 litres. À la suite des
33 événements, le Transporteur a réalisé des investigations et a conclu que la majorité
34 des événements ont été causés par des défaillances aléatoires. Aucune corrélation de
35 cause profonde entre ces événements n'a pu être identifiée lors des investigations.

1.2 Indicateurs de performance liés au MTÉR

- 1 Dans sa décision D-2020-0411, la Régie a ordonné au Transporteur de remplacer
- 2 l'indicateur Impact-IFD par les indicateurs IFD-occurrence, durée, première contingence et
- 3 perte de transit.
- 4 Les tableaux suivants présentent les propositions du Transporteur sous le format des
- 5 tableaux A-1 R et A-2 R de la décision D-2019-060R.

Tableau 2
Indicateurs, cibles, pondérations et seuils

| INDICATEURS | Cible | Pondération | Seuil ₁ | | Seuil ₂ | |
|---|-------|-------------|--------------------|------|--------------------|------|
| | | | Valeur | % | Valeur | % |
| FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE | | | | | | |
| 1 Indice de continuité opérationnel | 0,23 | 20,0 % | 0,35 | 66 % | 0,31 | 75 % |
| 2 Nombre de pannes et interruptions planifiées | 919 | 20,0 % | 1178 | 78 % | 1 120 | 82 % |
| DISPONIBILITÉ DU RÉSEAU | | | | | | |
| 3 IFD - Occurrences (selon données 2015 à 2018) | 1 846 | 3,0 % | 2 030 | 91 % | 1 972 | 94 % |
| 4 Durée | 484 | 3,0 % | 580 | 83 % | 542 | 89 % |
| 5 Première contingence | 77 | 3,0 % | 100 | 77 % | 86 | 89 % |
| 6 Perte de transit | 244 | 3,5 % | 310 | 79 % | 290 | 84 % |
| 7 Traitement de la végétation | 8,60 | 12,5 % | 6,19 | 72 % | 7,40 | 86 % |
| SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT | | | | | | |
| 8 Taux de fréquence des accidents | 2,45 | 15,0 % | 2,85 | 86 % | 2,72 | 90 % |
| 9 Déversements accidentels de moins de 4 000 l | 41 | 2,5 % | 64 | 64 % | 58 | 71 % |
| 10 Déversements accidentels de plus de 4 000 l | 1 | 2,5 % | 4 | 29 % | 3 | 40 % |
| 11 Taux de récupération des déversements | 84 | 10,0 % | 52 | 62 % | 60 | 71 % |
| SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE | | | | | | |
| 12 Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution | 7,90 | 2,5 % | 6,95 | 88 % | 7,19 | 91 % |
| 13 Satisfaction des clients point à point | 8,90 | 2,5 % | 8,63 | 97 % | 8,72 | 98 % |

¹ [p. 164](#)

Tableau 3
Illustration du mécanisme à l'aide des résultats des années 2016 à 2020

| INDICATEURS | Pondération | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (40 %) | | | | | | |
| 1 Indice de continuité opérationnel normalisé | 20,0 % | 10,00 | 4,88 | 10,00 | 0,00 | 10,00 |
| 2 Nombre de pannes et interruptions planifiées | 20,0 % | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| DISPONIBILITÉ DU RÉSEAU (25 %) | | | | | | |
| 3 IFD occurrence (selon données 2015-2018) | 3,0 % | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| 4 Durée des interruptions | 3,0 % | 5,00 | 10,00 | 10,00 | 0,00 | 10,00 |
| 5 Premières contingences | 3,0 % | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| 6 Pertes de transit | 3,5 % | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| 7 Traitement de la végétation | 12,5 % | 7,45 | 10,00 | 10,00 | 9,26 | 10,00 |
| SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT (30 %) | | | | | | |
| 8 Taux de fréquence des accidents | 15,0 % | 0,00 | 10,00 | 0,00 | 10,00 | 10,00 |
| 9 Déversements accidentels de moins de 4 000 litres | 2,5 % | 10,00 | 5,00 | 10,00 | 0,00 | 10,00 |
| 10 Déversements accidentels de plus de 4 000 litres | 2,5 % | 10,00 | 10,00 | 5,00 | 10,00 | 0,00 |
| 11 Taux de récupération des déversements | 10,0 % | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (5 %) | | | | | | |
| 12 Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution | 2,5 % | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| 13 Satisfaction des clients de point à point | 2,5 % | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| 14 NOTE GLOBALE (%) | | 80,31 | 88,51 | 83,75 | 73,57 | 97,50 |
| 15 COMPENSATION GLOBALE (60%/90%) | | 80,3 | 88,5 | 83,8 | 73,6 | 97,5 |

2 Performance comparative 2020

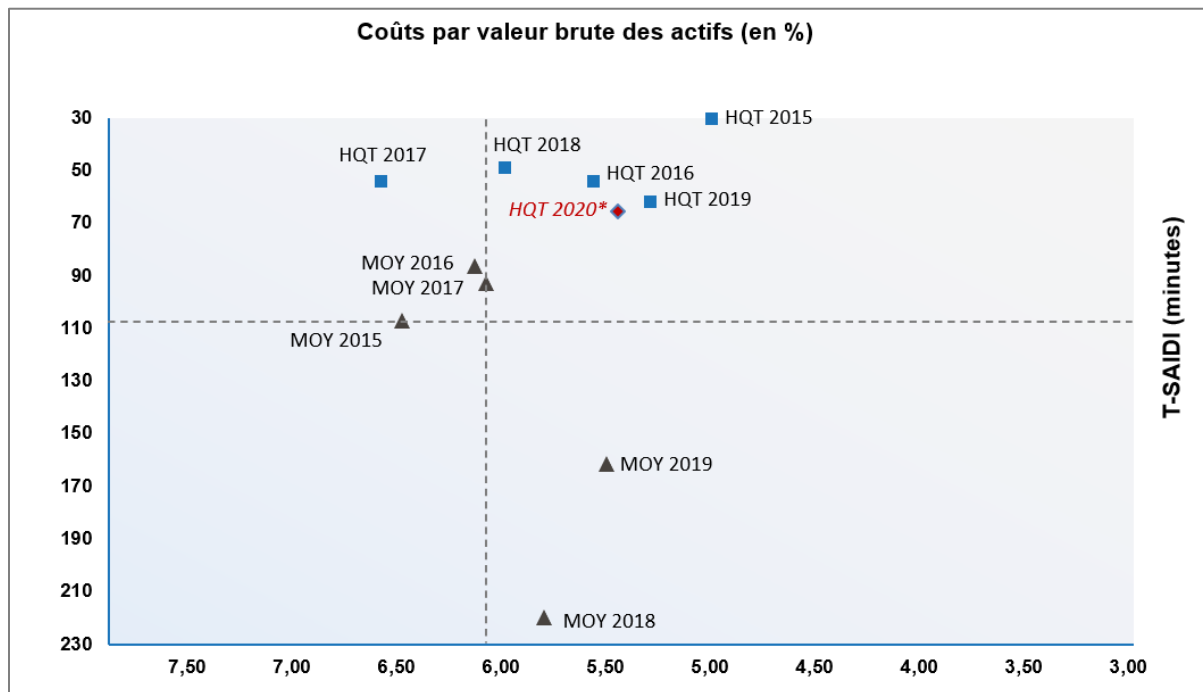
2.1 Indice composite de l'Association Canadienne de l'Électricité

- 1 Le Transporteur alimente sa démarche d'efficiencia par des échanges avec d'autres
- 2 entreprises d'électricité, dans le cadre notamment de sa participation aux travaux du Best
- 3 Practice Transmission Committee Group (« BPTC ») mis en place par l'Association
- 4 Canadienne de l'Électricité (« ACÉ »). Ce groupe de travail a identifié des indicateurs
- 5 pouvant démontrer l'excellence des entreprises de services publics d'électricité et des
- 6 pratiques gagnantes de gestion dans ce domaine.

1 La figure suivante présente, pour chacune des années 2015 à 2019, les résultats de cet
 2 indicateur, soit un indicateur global combinant les résultats de deux autres indicateurs de
 3 l'ACÉ, qui sont plus amplement documentés à la section suivante, soit :

- 4 • l'indicateur (%) relatif aux coûts d'exploitation, de maintenance, d'administration
 5 plus les coûts des investissements en pérennité² (mises en service) par la valeur
 6 des immobilisations corporelles et des actifs incorporels ;
- 7 • l'indicateur T-SAIDI de l'ACÉ relatif à la fiabilité de service mesurée par la durée
 8 moyenne d'interruption de service (minutes) liée au réseau de transport, calculé ici
 9 exclusivement avec les données du panel de participants du BPTC.

Figure 1
Indicateur composite



* La collecte des données par le BPTC étant en cours, le Transporteur ne peut présenter le résultat de l'indicateur pour la moyenne des participants pour l'année historique 2020.

10 L'aire du graphique de la figure 1 représente la dispersion des résultats individuels des
 11 membres. Les meilleures performances apparaissent au quadrant délimité par les médianes
 12 des résultats des deux indicateurs, situé en haut à la droite de la figure, soit la zone des
 13 coûts les moins élevés par rapport à la valeur des actifs et de la plus petite durée

² Les entreprises canadiennes de services publics d'électricité faisant généralement face à l'obligation d'investir pour pallier le vieillissement de leur parc d'actifs, la comparaison entre elles est ainsi plus valable que celle qui serait établie en ajoutant les investissements « générant des revenus », ces derniers pouvant varier considérablement d'une entreprise à l'autre.

1 d'interruption de service par point de livraison. Il appert donc que le Transporteur est plus
2 performant sur l'horizon visé, ses résultats étant meilleurs que la moyenne des résultats des
3 entreprises participantes.

4 Les résultats du Transporteur par rapport à sa propre performance démontrent que la
5 fiabilité du réseau de transport s'est maintenue sensiblement au même niveau pour les
6 années 2016 à 2019, en plus de se maintenir au-dessus des comparables.

2.2 Balisage

7 Le Transporteur présente les résultats de balisage de la firme First Quartile Consulting et les
8 indicateurs de coûts et de fiabilité du balisage de l'ACÉ.

9 Après une hausse des indicateurs de coûts en 2017, par rapport à l'historique 2014 à 2016,
10 le Transporteur retrouve, pour l'année 2018, des niveaux comparables aux années 2015 et
11 2016 pour les indicateurs concernés.

12 Au niveau des indicateurs de fiabilité, le Transporteur les maintient au niveau des dernières
13 années et réussit globalement à maintenir une performance au-dessus du groupe de
14 comparaison.

15 Les résultats des deux balisages sont présentés dans les sections suivantes.

2.2.1 Balisage de First Quartile Consulting

16 Le Transporteur participe à un exercice de balisage axé sur le marché du transport et de la
17 distribution de l'électricité (T&D) depuis 2006. Dans cet exercice, le Transporteur contribue
18 aux collectes des données le concernant, soit celles portant sur les lignes de transport, les
19 postes de transport et les postes satellites, ces derniers étant généralement désignés
20 comme des « postes de distribution » par les organismes de balisage. Les activités liées
21 aux postes élévateurs de tension et au contrôle des mouvements d'énergie sont, quant à
22 elles, exclues de ce balisage.

23 Les participants à ce balisage diffèrent d'une année à l'autre³ puisque l'adhésion à un
24 organisme de balisage se fait sur une base volontaire. Cette participation de même que le
25 changement d'organisme en 2017⁴ pour l'exercice de balisage expliquent en partie la
26 variation des résultats de la moyenne des participants à travers les années.

³ Voir la liste des participants aux balisages réalisés de 2015 à 2019 à l'annexe 1.

⁴ R-4058-2018, B-0010, [HQT-3, Document 3, p. 6.](#)

- 1 Le tableau suivant présente les résultats 2018 et 2019 du Transporteur pour les indicateurs
- 2 de coûts relatifs aux lignes et aux postes.

Tableau 4
Balilage de First Consulting –
Résultats 2018 et 2019 des indicateurs de coûts

| | Données 2018 (rapport août 2019) | | | | Données 2019 (rapport août 2020) | | | |
|---|----------------------------------|------------|-----------|---------------------|----------------------------------|------------|-----------|---------------------|
| | En US\$ | | | | En US\$ | | | |
| | 0,771\$ US pour 1 \$ CAN | | | | 0,754\$ US pour 1 \$ CAN | | | |
| | Position HQT | Valeur HQT | Moyenne | Valeur 1er quartile | Position HQT | Valeur HQT | Moyenne | Valeur 1er quartile |
| Lignes de transport | | | | | | | | |
| Dépenses totales | | | | | | | | |
| Par valeur de l'actif lignes | Q1 | 3,47 % | 9,30 % | 5,40 % | Q3 | 8,27 % | 9,53 % | 6,40 % |
| Par mille de circuit | Q1 | 14 563 \$ | 39 729 \$ | 16 226 \$ | Q3 | 29 912 \$ | 38 015 \$ | 20 715 \$ |
| Postes: postes stratégiques, sources et satellites | | | | | | | | |
| Dépenses totales | | | | | | | | |
| Par valeur de l'actif postes | Q4 | 7,88 % | 6,57 % | 4,96 % | Q3 | 7,36 % | 7,09 % | 6,10 % |
| Par MVA (transfo. installés) | Q4 | 4 467 \$ | 4 037 \$ | 2 122 \$ | Q2 | 4 223 \$ | 4 733 \$ | 2 073 \$ |

2.2.1.1 Lignes de transport

1 Les figures suivantes illustrent l'évolution des indicateurs de coûts des lignes de transport,
 2 par rapport au groupe de référence, pour la période de cinq ans couvrant les années 2015 à
 3 2019.

4 Les indicateurs des coûts d'investissement des lignes de transport, en 2019, ont subi une
 5 pression à la hausse, dont la grande part est attribuable à la mise en service de la ligne
 6 Chamouchouane – Bout-de-l'Île.

Figure 2
FQC – Dépenses totales par la valeur de l'actif –
Contribution des lignes

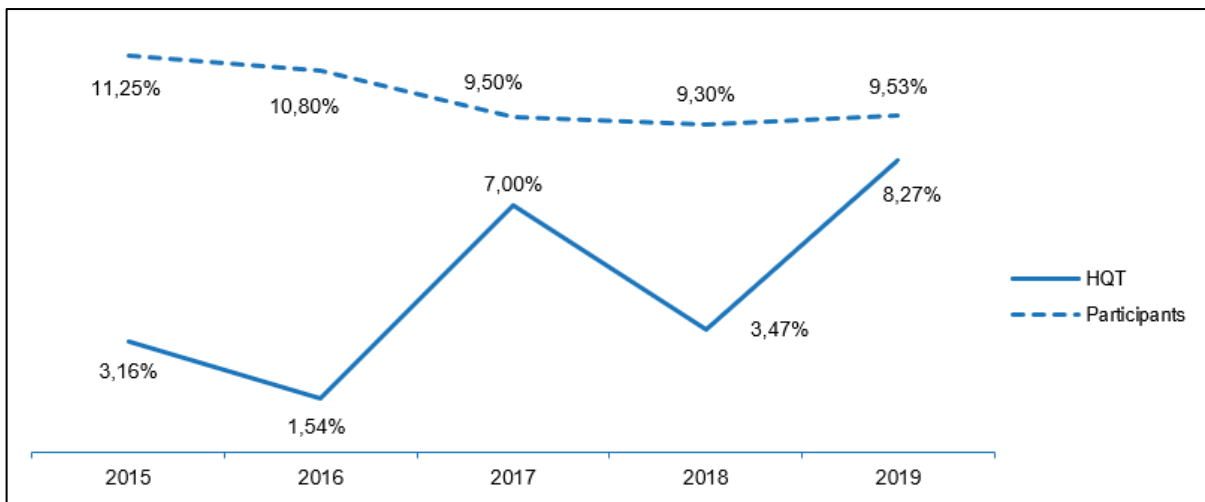


Figure 3
FQC – Dépenses en investissement par la valeur de l'actif –
Contribution des lignes

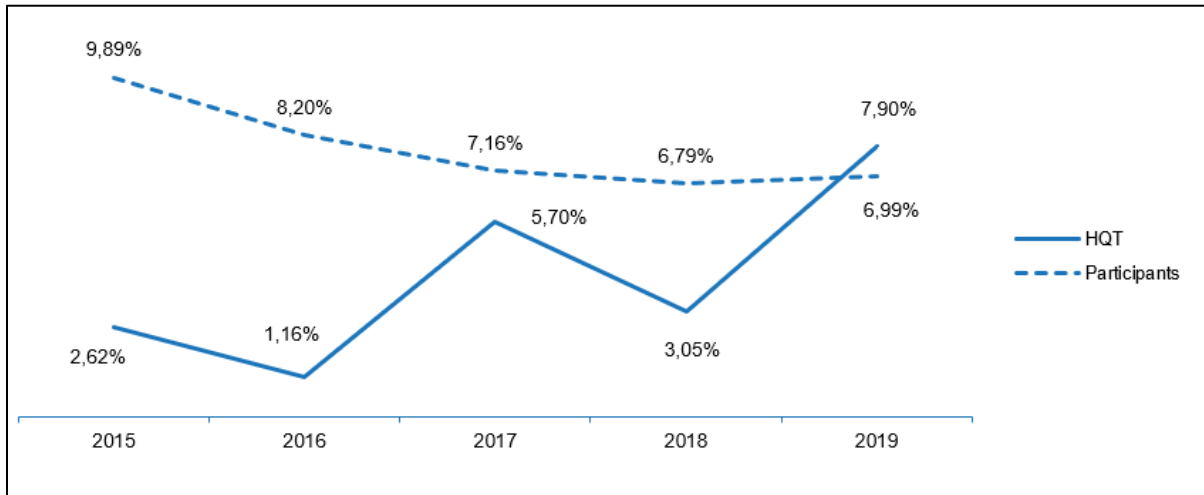


Figure 4
FQC – Dépenses totales par mille de circuit –
Contribution des lignes (USD)

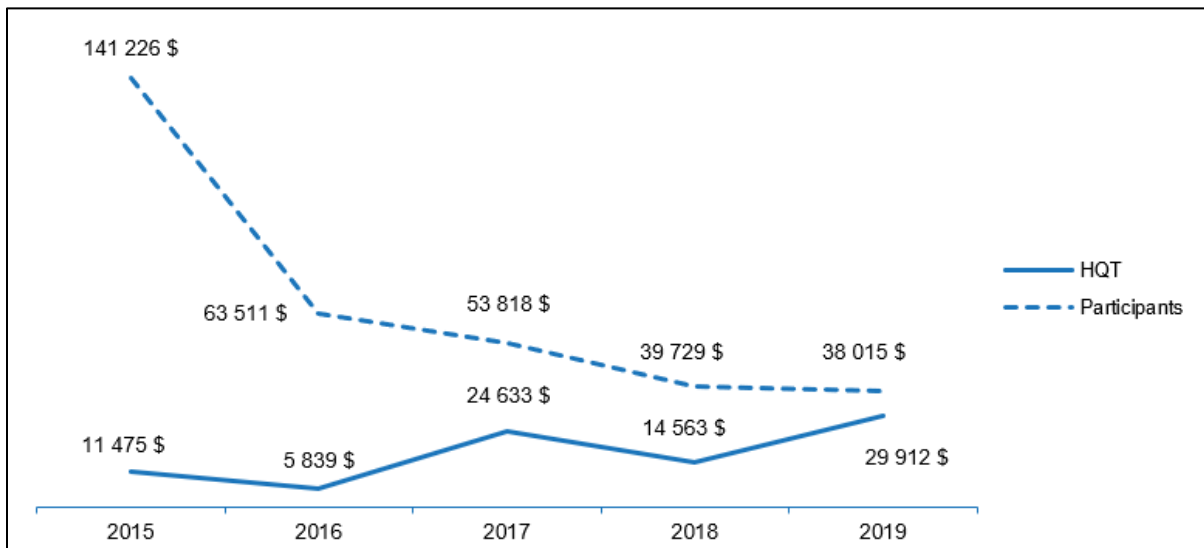
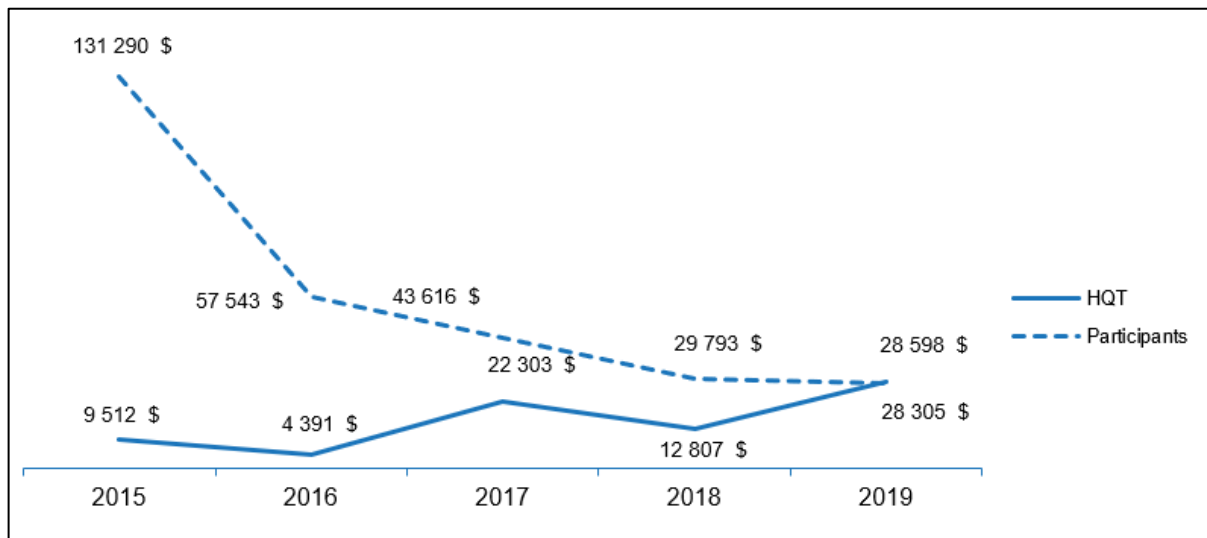


Figure 5
FQC – Dépenses en investissement par mille de circuit –
Contribution des lignes (USD)



2.2.1.2 Postes

- 1 Les figures suivantes illustrent l'évolution des indicateurs de coûts des postes, par rapport
- 2 au groupe de référence, pour la période de cinq ans couvrant les années 2015 à 2019.
- 3 L'évolution des indicateurs de coût des postes du Transporteur indique une stabilité et une
- 4 tendance positive par rapport aux résultats des compagnies canadiennes participant à ce
- 5 balisage.

Figure 6
FQC – Dépenses totales par la valeur de l'actif –
Contribution des postes

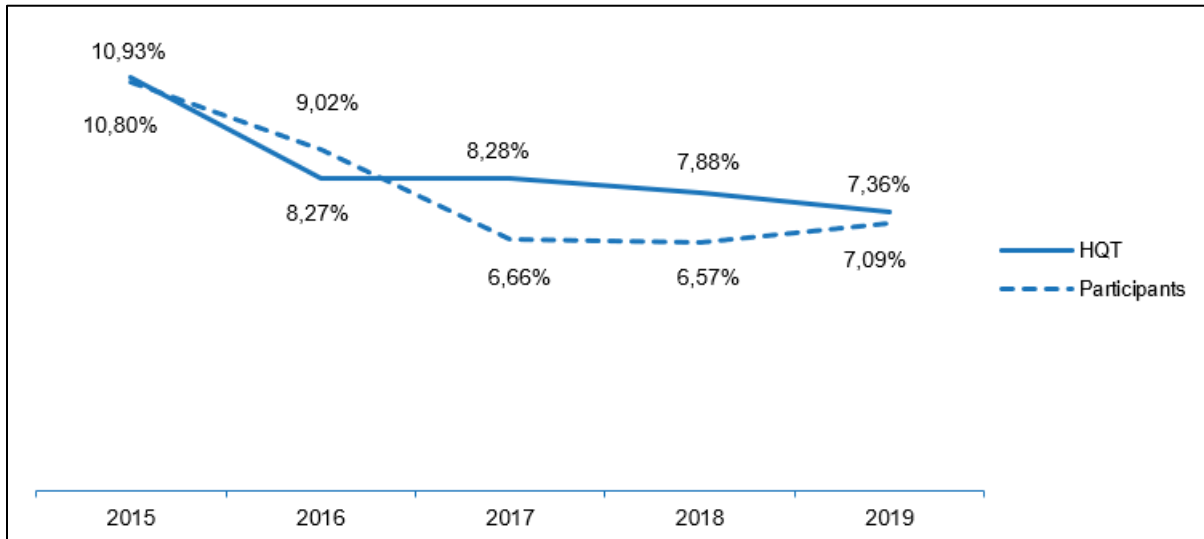


Figure 7
FQC – Dépenses en investissement par la valeur de l'actif –
Contribution des postes

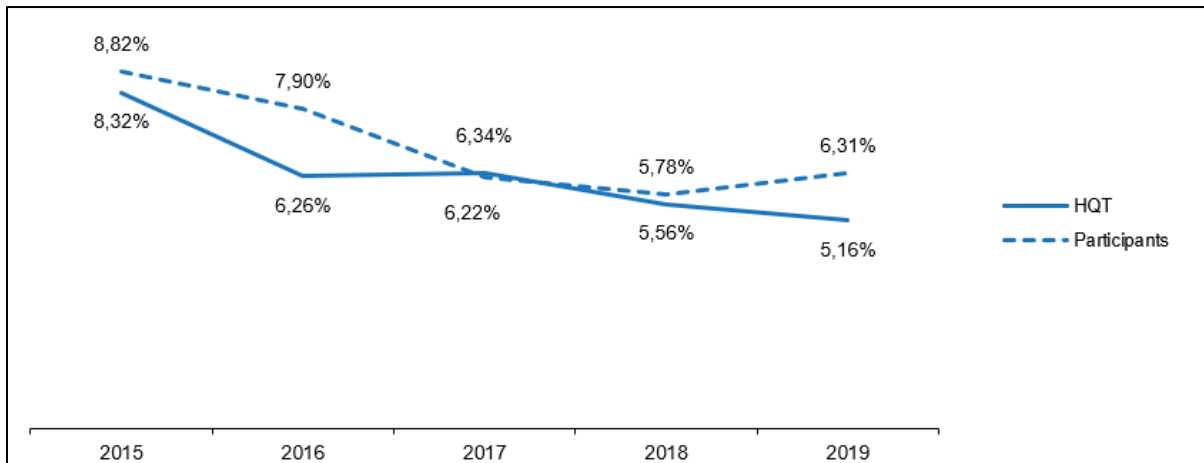


Figure 8
FQC – Dépenses totales par MVA (transformateur installé) –
Contribution des postes (USD)

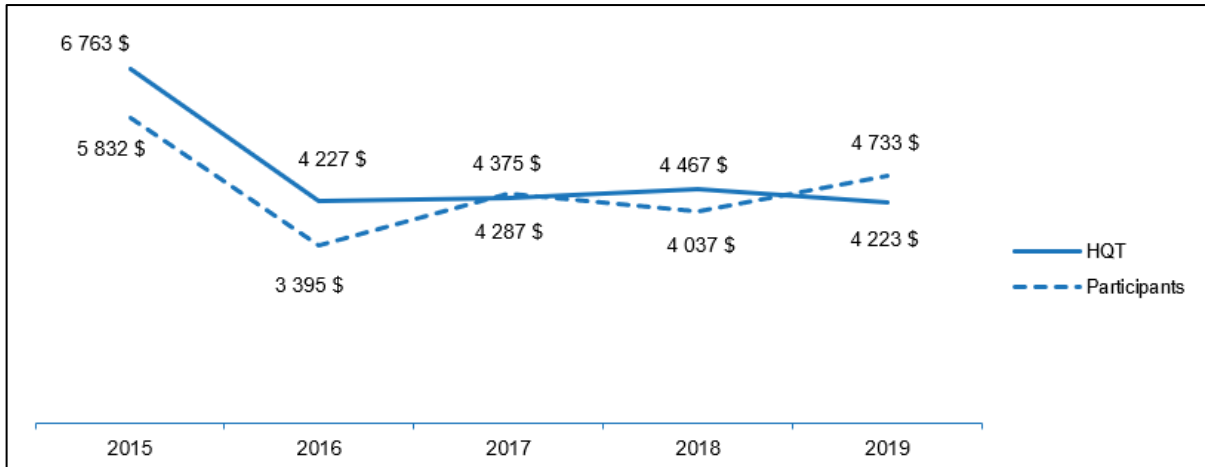
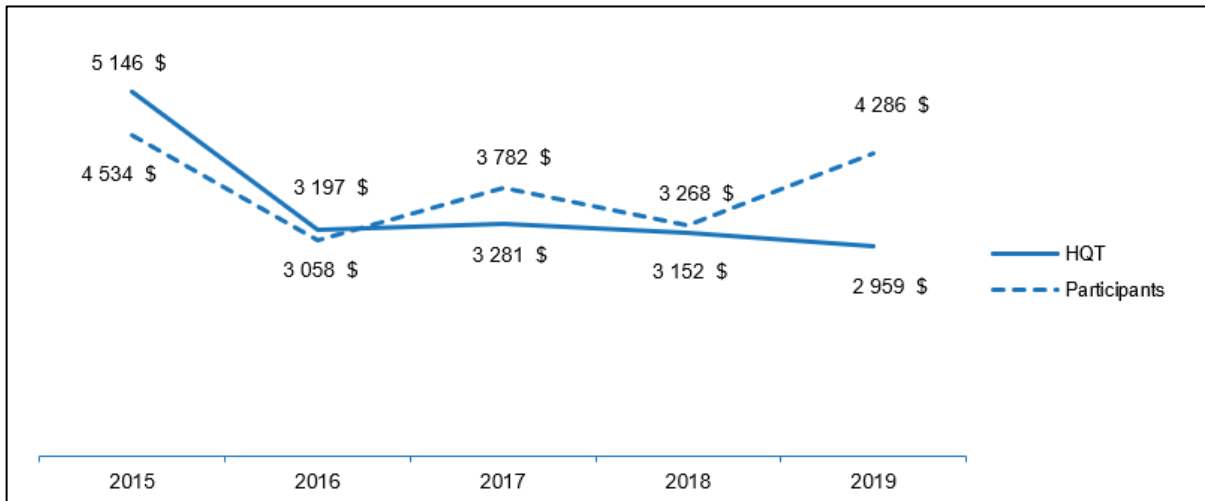


Figure 9
FQC – Dépenses en investissement par MVA (transformateur installé) –
Contribution des postes (USD)



2.2.2 Balisage de l'Association Canadienne de l'Électricité (ACÉ)

- 1 En 2019, en plus du partage d'informations sur les meilleures pratiques des divers
- 2 participants et du marché, les travaux du groupe de travail BPTC de l'ACÉ comprennent une
- 3 portion balisage.

- 1 Dans les tableaux et figures qui suivent, le Transporteur présente les indicateurs de coûts et de fiabilité du balisage de l'ACÉ.
- 2

**Tableau 5
Balisage de l'ACÉ –
Résultats 2018 et 2019 des indicateurs de coûts**

| Indicateurs de coûts | ACÉ | | | |
|---|------------|------------------|------------|------------------|
| | 2018 | | 2019 | |
| | Valeur HQT | Moyenne pondérée | Valeur HQT | Moyenne pondérée |
| Coût total d'exploitation, de maintenance et d'administration + Coûts des investissements en pérennité divisé par Valeur des immobilisations corporelles et des actifs incorporels | 6,0% | 5,8% | 5,3% | 5,5% |
| Coût total (000\$) divisé par Capacité à la pointe (MW) | 77,55 | 82,46 | 78,78 | 86,36 |

2.2.2.1 Indicateurs de coûts

- 3 Les figures suivantes illustrent les résultats obtenus pour les indicateurs de coûts.

**Figure 10
ACÉ – Coût d'exploitation, de maintenance et d'administration plus les coûts
des investissements en pérennité par la valeur des immobilisations
corporelles et des actifs incorporels**

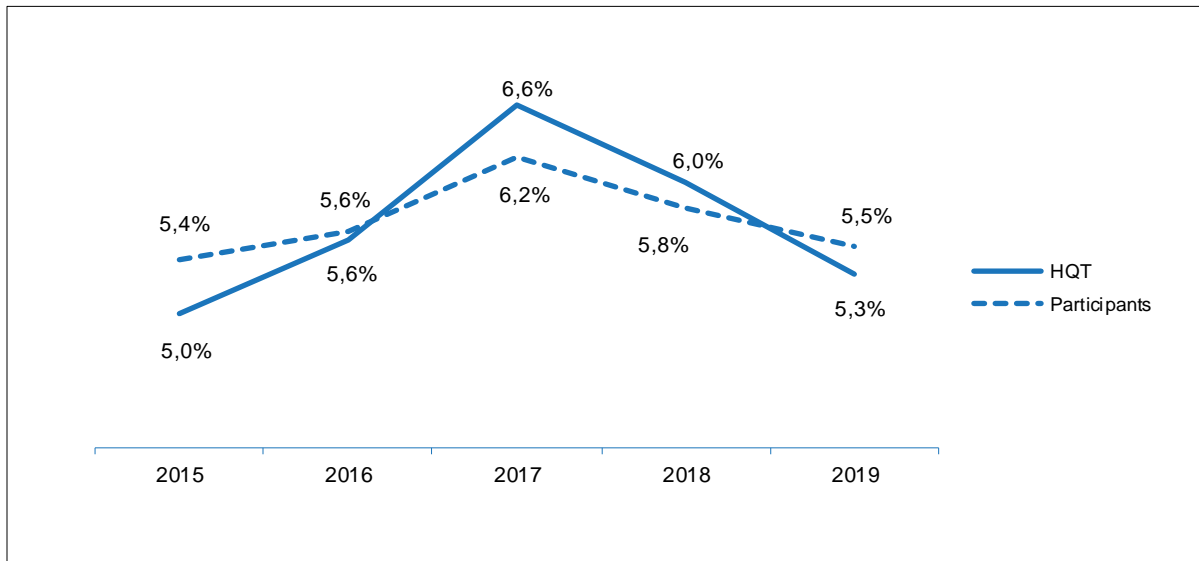
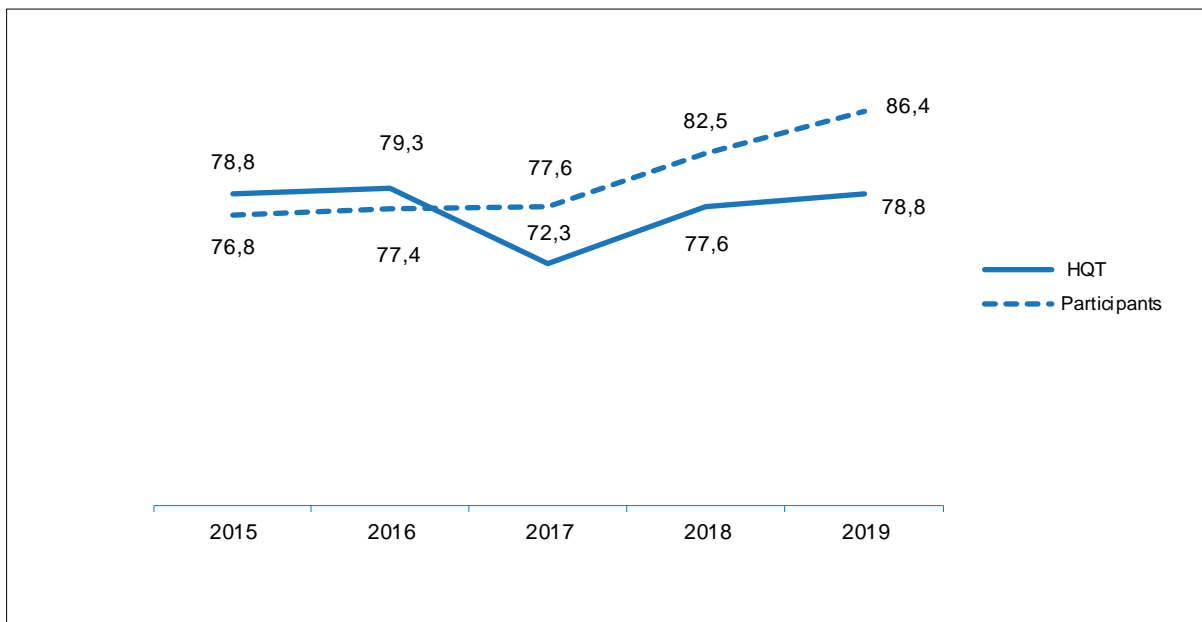


Figure 11
ACÉ – Coût total (k\$) par la capacité à la pointe (MW)



2.2.2.2 Indicateurs de fiabilité

1 Les indicateurs de fiabilité en transport de l'ACÉ ont pour numérateur les minutes
2 d'interruption et pour dénominateur le nombre de points de livraison.

3 Le T-SAIDI considère les interruptions de service de plus d'une minute. Cet indice est
4 obtenu en divisant la durée totale d'interruption non programmée sur le réseau du
5 Transporteur par le nombre total de points de livraison.

6 Le T-SAIFI a trait à la fréquence des interruptions de service. Cet indice est obtenu en
7 divisant le nombre total d'interruptions non programmées par le nombre total de points de
8 livraison. Le T-SAIFI-SI (interruption soutenue) tient compte de la fréquence de tous les
9 événements de plus d'une minute tandis que le T-SAIFI-MI (interruption momentanée) tient
10 compte des événements de moins d'une minute.

Figure 12
ACÉ – T-SAIDI (minutes par point de livraison)

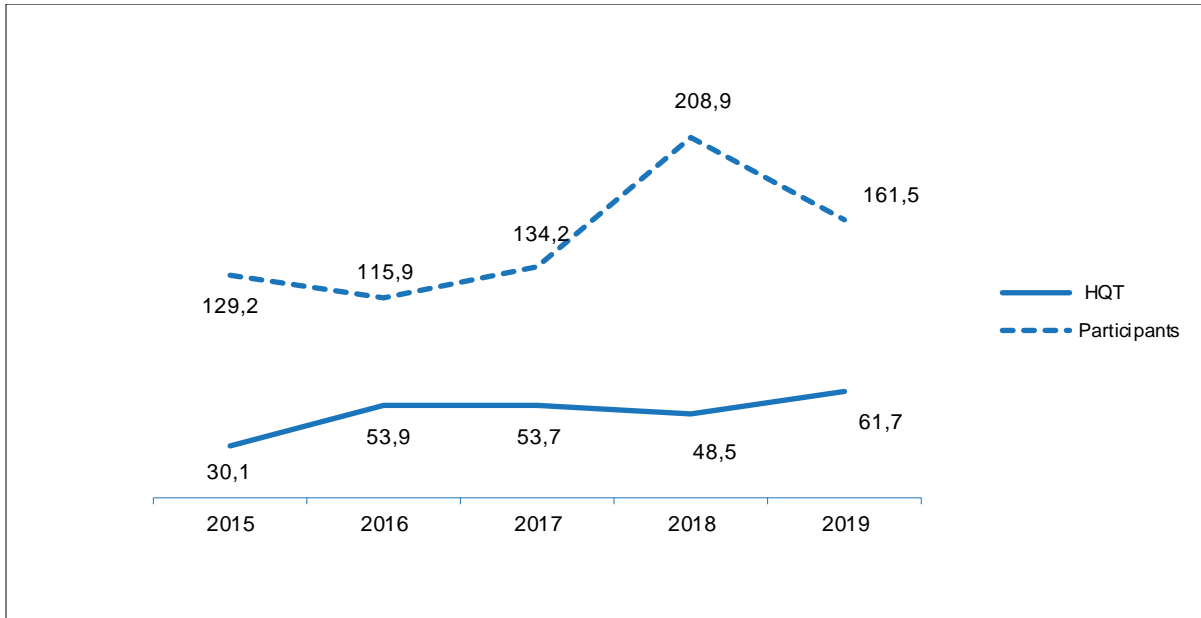


Figure 13
ACÉ – T-SAIFI-SI (interruption > 1 minute)

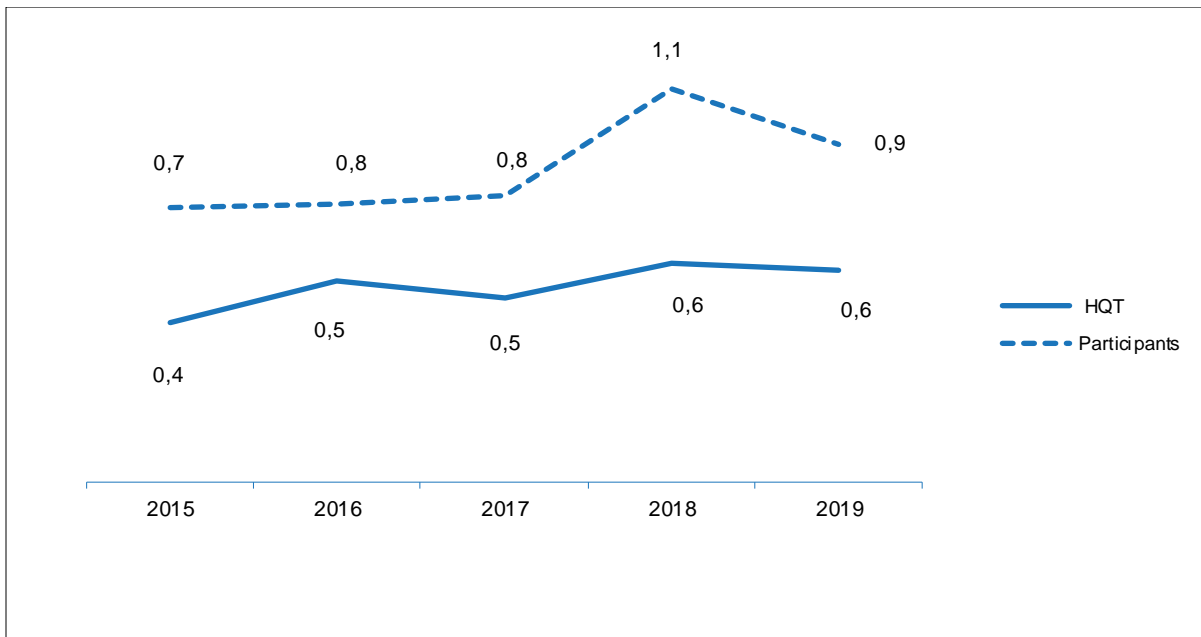
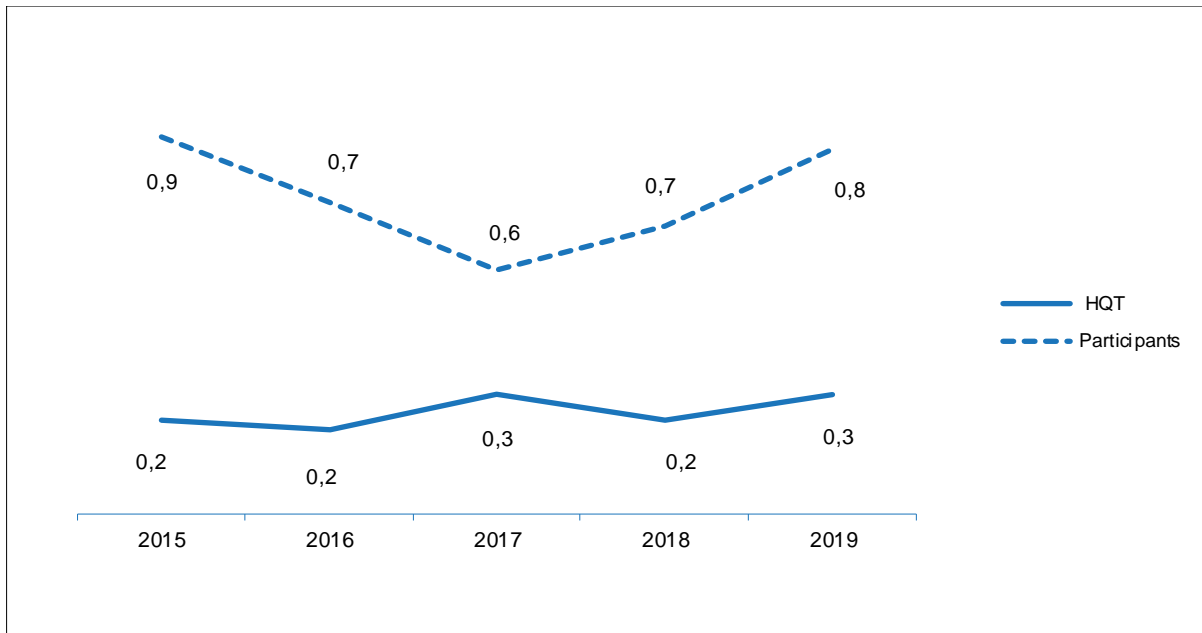


Figure 14
ACÉ – T-SAIFI-MI (interruption durée 1 minute et moins)



3 Mesures d’efficience et innovation technologique

1 En 2019 et 2020, le Transporteur a poursuivi ses efforts en vue d’accroître son efficience.
 2 Ainsi, plusieurs initiatives ont été complétées ou débutées afin d’améliorer ses
 3 performances dans la réalisation de projets. De plus, le Transporteur poursuit ses efforts en
 4 matière d’innovation technologique contribuant notamment au maintien de la fiabilité du
 5 réseau, à l’amélioration de la performance des équipements, aux économies
 6 d’investissement et à l’optimisation des coûts d’exploitation. Ces efforts se poursuivent en
 7 2021 et pour l’année 2022.

3.1 Améliorations dans la réalisation des projets

8 Le Transporteur continue d’améliorer la réalisation des projets pour en réduire les coûts et
 9 les délais, et favoriser leur acceptabilité sociale. Par exemple :

- 10 • **Amélioration des projets de construction des lignes 120 kV :**

11 Ce programme consiste à optimiser la conception des pylônes pour réduire la
 12 hauteur et la quantité d’acier et assouplir les critères de conception pour réduire la
 13 largeur des emprises donc le déboisement. Un contrat-cadre permet également
 14 d’optimiser les coûts de fourniture des matériaux. Ces améliorations favorisent
 15 l’acceptabilité sociale, en plus de réduire les coûts d’approvisionnement et de
 16 construction.

1 Différents évènements contextuels (pénurie de main-d'œuvre et problématiques
2 d'acceptabilité sociale) ont fait en sorte de modifier les échéanciers des projets.
3 Ainsi, malgré des économies de coûts réalisées grâce à une diminution de la
4 quantité d'acier requise et la réduction des emprises, les changements aux
5 stratégies de réalisation, le nouveau contexte de marché ainsi que les difficultés de
6 réalisation en chantier ont fait en sorte d'augmenter les coûts prévus des
7 projets. Cette initiative est terminée.

8 • **Remplacement des disjoncteurs-réenclencheurs :**

9 Le remplacement des disjoncteurs-réenclencheurs comporte de nombreux
10 éléments connexes ou supplémentaires à remplacer si bien qu'aucun n'est
11 semblable à l'autre. Ainsi, une optimisation projet par projet est réalisée étant
12 donné les nombreuses particularités de chaque projet.

13 Les pistes d'optimisation développées et intégrées dans les 8 projets mis en
14 service en 2019 n'ont pas suffi à couvrir les augmentations en lien avec les
15 particularités spécifiques des projets. Cette initiative est terminée.

16 • **Remplacements d'isolateurs 735 kV et 315 kV :**

17 Le programme démontre une meilleure performance dans le remplacement des
18 isolateurs à 315 kV. Il demeure profitable même si les performances dans le
19 remplacement des isolateurs 735 kV n'ont pas dégagé de bénéfice en 2019.

20 En 2019, 14 mises en service ont été réalisées, dont 7 concernant les isolateurs
21 315 kV qui ont généré des économies de l'ordre de 5,6 M\$. Cette initiative se
22 poursuit en 2021.

23 • **Remplacement des unités de mesure « UMES 2019-23 » :**

24 Ce programme vise l'utilisation d'une proposition d'affaires typique avec une
25 stratégie de regroupement pour les services professionnels, l'approvisionnement et
26 les contrats d'entrepreneurs. Il intègre également le développement de diverses
27 améliorations techniques. Ce programme fait suite au programme de
28 Remplacement d'unités de mesure reliées au Plan opérationnel consolidé qui a pris
29 fin en 2018.

30 Dès 2019, ce programme a généré des économies de l'ordre de 7 M\$ avec
31 22 mises en service. Cette initiative se poursuit en 2021.

32 • **Remplacement de batteries d'accumulateurs :**

33 Le programme vise le regroupement de différents projets de remplacement de
34 batteries d'accumulateurs.

1 Les phases 1 et 2 du programme ont permis d'optimiser les achats, les appels
2 d'offres d'ingénierie et les travaux d'ingénierie bénéficiant à la majorité des projets
3 de remplacements de batteries en cours ou à venir.

4 La phase 3 vise à mettre en place une nouvelle technologie de batteries soit les
5 batteries de type Lithium-Fer-Phosphate. La suite du programme reprendra 12 mois
6 après la mise en service du projet pilote prévue en septembre 2021, période prévue
7 pour l'homologation de ce type de batterie.

8 • **Remplacement des Jeux de barres tendues dans les postes :**

9 Ce programme vise l'optimisation de la séquence des travaux et la diminution du
10 temps improductif, le regroupement des approvisionnements et de l'ingénierie ainsi
11 qu'une coordination centralisée. Cette initiative se poursuit en 2021.

12 • **Conversion antivol des Mises à la terre (« MALT ») dans les postes :**

13 Ce programme consiste à regrouper les services d'ingénierie et profiter de la
14 segmentation géographique des marchés.

15 La phase 1 vise la conversion de 112 postes pour uniformiser l'application de
16 l'encadrement concernant la sécurité du personnel. À la fin 2020, 20 postes ont été
17 complétés. Cette phase se poursuit en 2021.

18 La phase 2 vise 214 autres postes pour réaliser les essais de continuité de la grille
19 de terre. En 2020, 18 postes ont été complétés. Cette deuxième phase se poursuit
20 également en 2021.

21 • **Remplacement de protections de lignes 735 kV dans les postes :**

22 Les stratégies en lien avec cette initiative concernent l'ingénierie,
23 l'approvisionnement et le regroupement des travaux avec une coordination
24 centralisée pour favoriser une diminution de la durée des retraits.

25 Le programme est déployé en 2 phases avec 20 lignes qui seront mises en service
26 jusqu'en 2025.

3.2 Innovation technologique

27 Le Transporteur poursuit ses activités de recherche et développement (« R-D ») pour faire
28 face à la transition énergétique et la numérisation en cours dans l'industrie du transport
29 d'électricité, de même qu'à la sollicitation accrue de son réseau.

30 Le Transporteur présente les innovations technologiques terminées en 2020 et celles en
31 cours.

1 ***Innovations technologiques en fin de développement en 2020***

2 **Projet Méthodes de diagnostics et d'interventions :**

- 3 • Sonde de mesure ohmique de la résistance électrique des manchons de jonction de
4 conducteurs pour un déploiement par robot et par perche ;
- 5 • Prototype fonctionnel de sonde à flux magnétique et pouvant être déployée avec le
6 porteur « LineRover » pour la mesure de perte de section d'acier afin de rendre
7 possible son déploiement sur les pylônes de traversées de rivière et opérable sous
8 tension ;
- 9 • Prototype fonctionnel de radiologie portable (sonde LineScan) pouvant être monté
10 sur le robot LineScout afin de permettre la prise de mesures multiples, sur plusieurs
11 portées, ou sur faisceau de conducteur ;
- 12 • Développement d'une technologie (LineMag évolué), conjuguant les avantages des
13 sondes basées sur les courants de Foucault (légèreté, simplicité, compacité) tout en
14 permettant de mesurer la perte de section due à la corrosion et les brins brisés .
- 15 • Mise en place d'un laboratoire intégré de poste numérique (PONT) pour se doter
16 d'une vitrine expérimentale qui servira aux activités de R-D et aux tests
17 opérationnels de prédéploiement en poste ;
- 18 • Implantation de modules d'évaluation/interprétation pour détecter de façon précoce
19 les défauts des transformateurs.

20 ***Innovations technologiques en cours de développement en 2021***

- 21 • Poursuite et fin de l'ajout de nouvelles fonctionnalités à l'outil de simulation
22 Hypersim 2018 - 2021 pour l'étude du réseau en temps réel ;
- 23 • Poursuite et fin du projet d'« Optimisation de la performance des Systèmes de
24 récupération Eau-Huile » (OSEH) pour prendre des décisions adéquates quant au
25 dimensionnement et au remplacement des systèmes de récupération d'huile.

26 Dans sa volonté d'accroître sa capacité d'inspection, le Transporteur aborde le
27 développement de nouvelles plates-formes robotisées :

- 28 • Poursuite du développement d'un Robot permettant l'inspection des faisceaux de
29 conducteurs.

4 Données relatives au réseau de transport

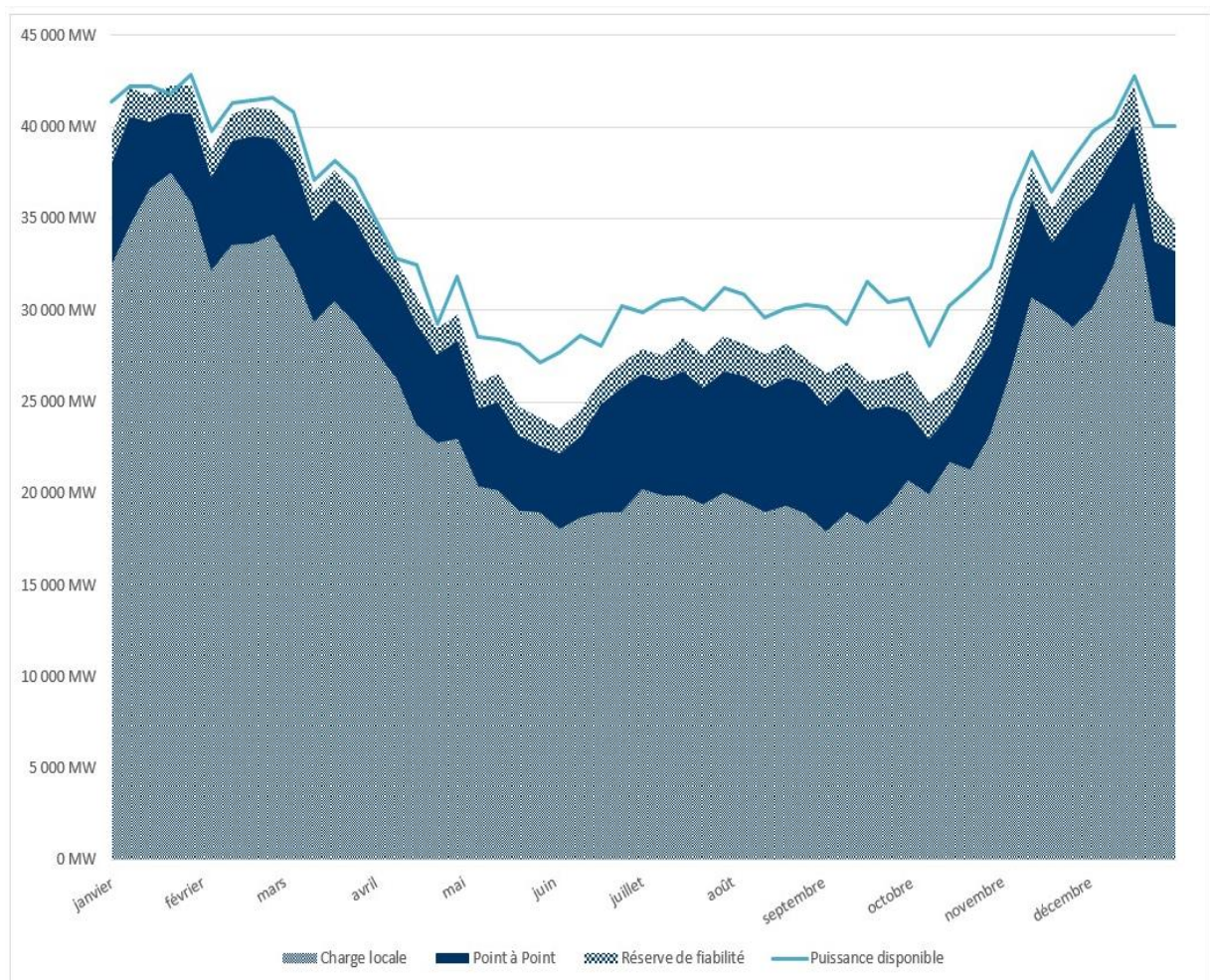
4.1 Sollicitation du réseau de transport

1 Dans sa décision D-2019-047, la Régie indique :

2 « [60] La Régie ordonne au Transporteur de mettre à jour, lors des prochains dossiers
 3 tarifaires, la figure 2 de la pièce B-0007, ainsi que les données chiffrées, telles que
 4 fournies à la pièce B-0056, en réponse à la question 5.1. »

5 La figure suivante présente la sollicitation du réseau pour l'année 2019.

Figure 15
Sollicitation du réseau de transport pour l'année réelle 2019



- 1 Le tableau suivant présente les données soutenant la figure 15 - Sollicitation du réseau de transport pour l'année réelle 2019.
- 2

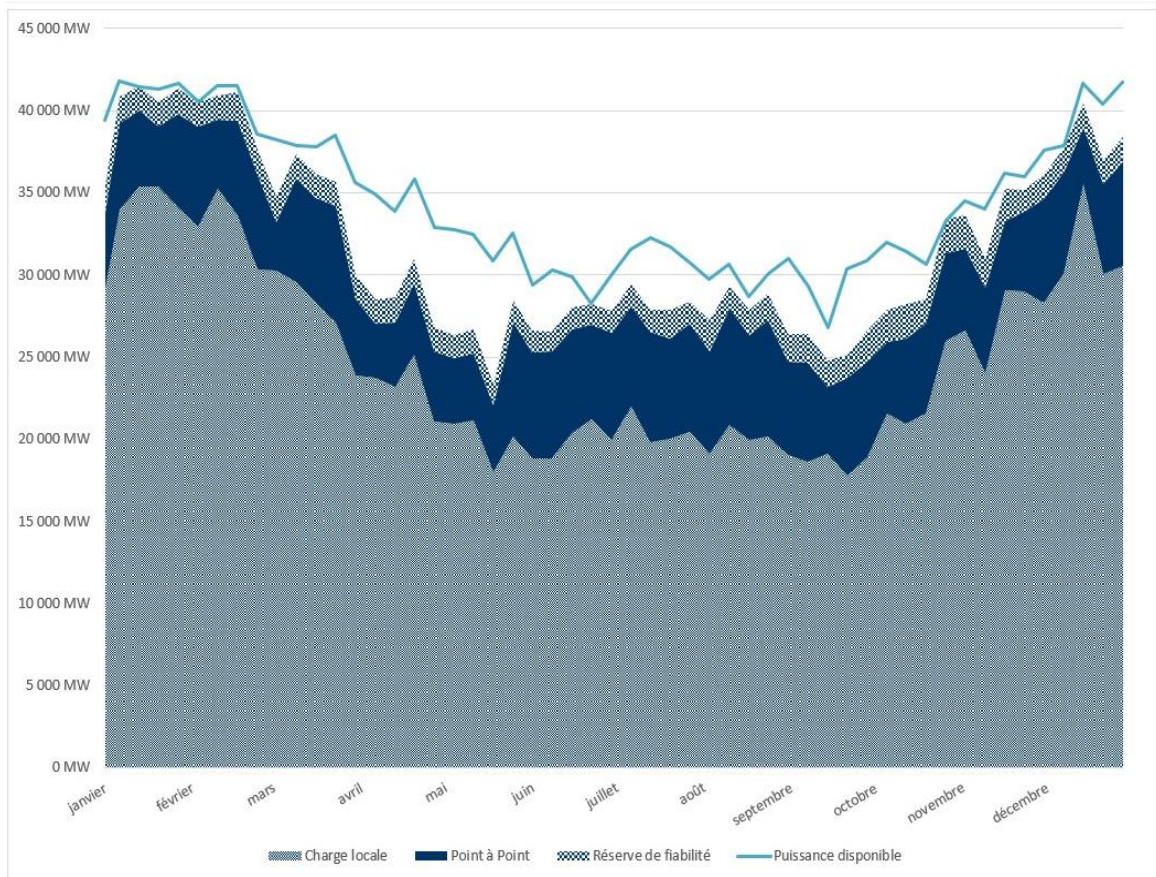
Tableau 6
Données de base soutenant la sollicitation du réseau de transport pour l'année 2019

| | Demande (MW) | Puissance disponible et acheminable (MW) | | Demande (MW) | Puissance disponible et acheminable (MW) |
|------------|--------------|--|------------|--------------|--|
| Semaine 1 | 39680 | 41377 | Semaine 27 | 27861 | 29880 |
| Semaine 2 | 42115 | 42187 | Semaine 28 | 27510 | 30535 |
| Semaine 3 | 41784 | 42191 | Semaine 29 | 28513 | 30672 |
| Semaine 4 | 42277 | 41780 | Semaine 30 | 27550 | 30038 |
| Semaine 5 | 42260 | 42829 | Semaine 31 | 28603 | 31223 |
| Semaine 6 | 38778 | 39750 | Semaine 32 | 28190 | 30828 |
| Semaine 7 | 40720 | 41331 | Semaine 33 | 27579 | 29604 |
| Semaine 8 | 41035 | 41462 | Semaine 34 | 28170 | 30089 |
| Semaine 9 | 40919 | 41578 | Semaine 35 | 27372 | 30293 |
| Semaine 10 | 39653 | 40815 | Semaine 36 | 26574 | 30166 |
| Semaine 11 | 36403 | 37109 | Semaine 37 | 27172 | 29274 |
| Semaine 12 | 37598 | 38159 | Semaine 38 | 26151 | 31575 |
| Semaine 13 | 36415 | 37148 | Semaine 39 | 26291 | 30448 |
| Semaine 14 | 34722 | 34960 | Semaine 40 | 26669 | 30670 |
| Semaine 15 | 32741 | 32841 | Semaine 41 | 24953 | 28027 |
| Semaine 16 | 30775 | 32488 | Semaine 42 | 25864 | 30251 |
| Semaine 17 | 29030 | 29270 | Semaine 43 | 27574 | 31222 |
| Semaine 18 | 29801 | 31868 | Semaine 44 | 29783 | 32341 |
| Semaine 19 | 26025 | 28526 | Semaine 45 | 33826 | 36073 |
| Semaine 20 | 26522 | 28426 | Semaine 46 | 37773 | 38610 |
| Semaine 21 | 24728 | 28089 | Semaine 47 | 35507 | 36491 |
| Semaine 22 | 24158 | 27176 | Semaine 48 | 37324 | 38252 |
| Semaine 23 | 23537 | 27718 | Semaine 49 | 38535 | 39755 |
| Semaine 24 | 24560 | 28628 | Semaine 50 | 39889 | 40517 |
| Semaine 25 | 26152 | 28083 | Semaine 51 | 42288 | 42780 |
| Semaine 26 | 27135 | 30240 | Semaine 52 | 35990 | 40061 |
| | | | Semaine 53 | 34694 | 40053 |

La colonne Demande représente la somme de la charge locale, des point à point et de la réserve de fiabilité

- 1 La figure suivante présente la sollicitation du réseau pour l'année 2020.

Figure 16
Sollicitation du réseau de transport pour l'année réelle 2020



- 2 Le tableau suivant présente les données soutenant la figure 16 - Sollicitation du réseau de
- 3 transport pour l'année réelle 2020.

Tableau 7
Données de base soutenant la sollicitation du réseau de transport pour l'année 2020

| | Demande (MW) | Puissance disponible et acheminable (MW) | | Demande (MW) | Puissance disponible et acheminable (MW) |
|------------|--------------|--|------------|--------------|--|
| Semaine 1 | 35471 | 39387 | Semaine 27 | 27804 | 29953 |
| Semaine 2 | 40869 | 41814 | Semaine 28 | 29436 | 31578 |
| Semaine 3 | 41492 | 41462 | Semaine 29 | 27905 | 32252 |
| Semaine 4 | 40517 | 41322 | Semaine 30 | 27877 | 31690 |
| Semaine 5 | 41307 | 41660 | Semaine 31 | 28348 | 30706 |
| Semaine 6 | 40497 | 40554 | Semaine 32 | 27236 | 29732 |
| Semaine 7 | 40908 | 41488 | Semaine 33 | 29295 | 30652 |
| Semaine 8 | 41123 | 41544 | Semaine 34 | 27851 | 28650 |
| Semaine 9 | 37603 | 38561 | Semaine 35 | 28825 | 30089 |
| Semaine 10 | 34759 | 38220 | Semaine 36 | 26404 | 30976 |
| Semaine 11 | 37329 | 37867 | Semaine 37 | 26394 | 29330 |
| Semaine 12 | 36158 | 37825 | Semaine 38 | 24788 | 26827 |
| Semaine 13 | 35670 | 38507 | Semaine 39 | 25127 | 30395 |
| Semaine 14 | 30007 | 35621 | Semaine 40 | 26583 | 30859 |
| Semaine 15 | 28479 | 34906 | Semaine 41 | 27864 | 31969 |
| Semaine 16 | 28679 | 33861 | Semaine 42 | 28244 | 31400 |
| Semaine 17 | 30960 | 35857 | Semaine 43 | 28500 | 30638 |
| Semaine 18 | 26795 | 32916 | Semaine 44 | 33414 | 33345 |
| Semaine 19 | 26325 | 32762 | Semaine 45 | 33656 | 34504 |
| Semaine 20 | 26652 | 32471 | Semaine 46 | 30977 | 33984 |
| Semaine 21 | 23333 | 30880 | Semaine 47 | 35239 | 36208 |
| Semaine 22 | 28441 | 32527 | Semaine 48 | 35167 | 35995 |
| Semaine 23 | 26639 | 29352 | Semaine 49 | 36098 | 37601 |
| Semaine 24 | 26564 | 30283 | Semaine 50 | 37713 | 37886 |
| Semaine 25 | 28035 | 29911 | Semaine 51 | 40405 | 41662 |
| Semaine 26 | 28227 | 28264 | Semaine 52 | 37006 | 40395 |
| | | | Semaine 53 | 38407 | 41721 |

La colonne Demande représente la somme de la charge locale, des point à point et de la réserve de fiabilité

4.2 Prévion des marges disponibles du réseau de transport

- 1 Dans sa décision D-2020-041, la Régie indique :
- 2 « [107] La Régie demande au Transporteur de mettre à jour la prévision des marges
- 3 disponibles pour l'année de base, telle que présentée à la figure R5.3 de la pièce
- 4 B - 0040⁵, dans chacun de ses prochains dossiers tarifaires. »

⁵ HQT-10, Doc. 1.1, p.23, [figure R5.3](#).

- 1 Les figures suivantes présentent la courbe de prévision des marges disponibles pour
- 2 l'année 2019 et 2020

Figure 17
Courbe de prévision des marges disponibles 2020

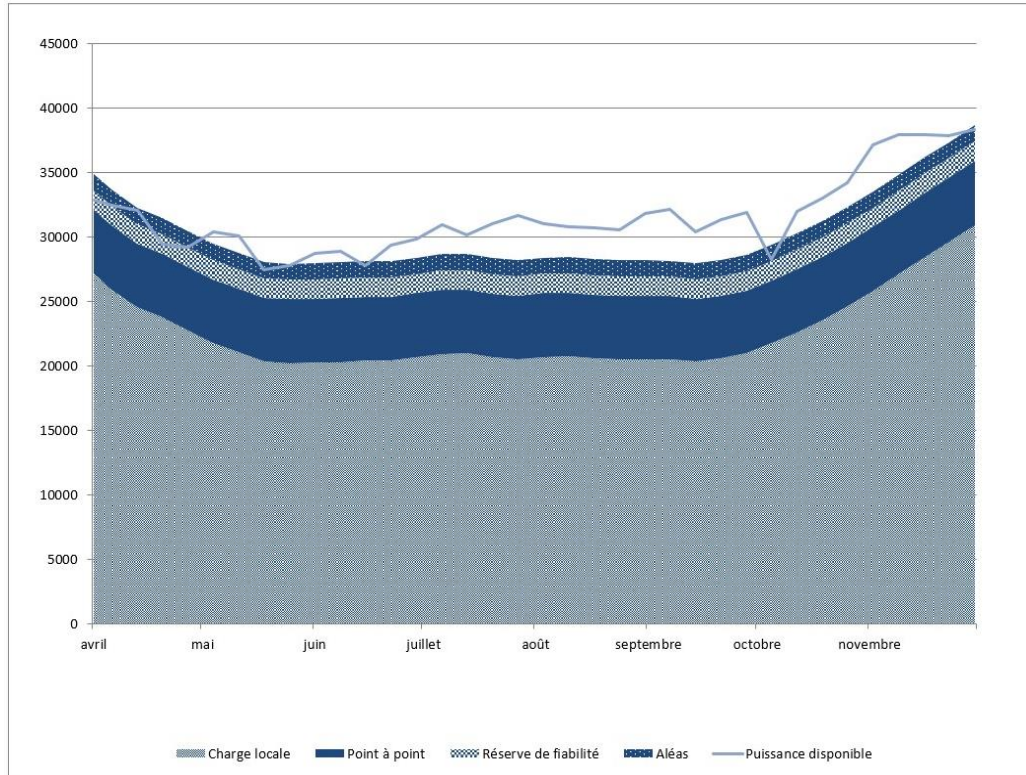
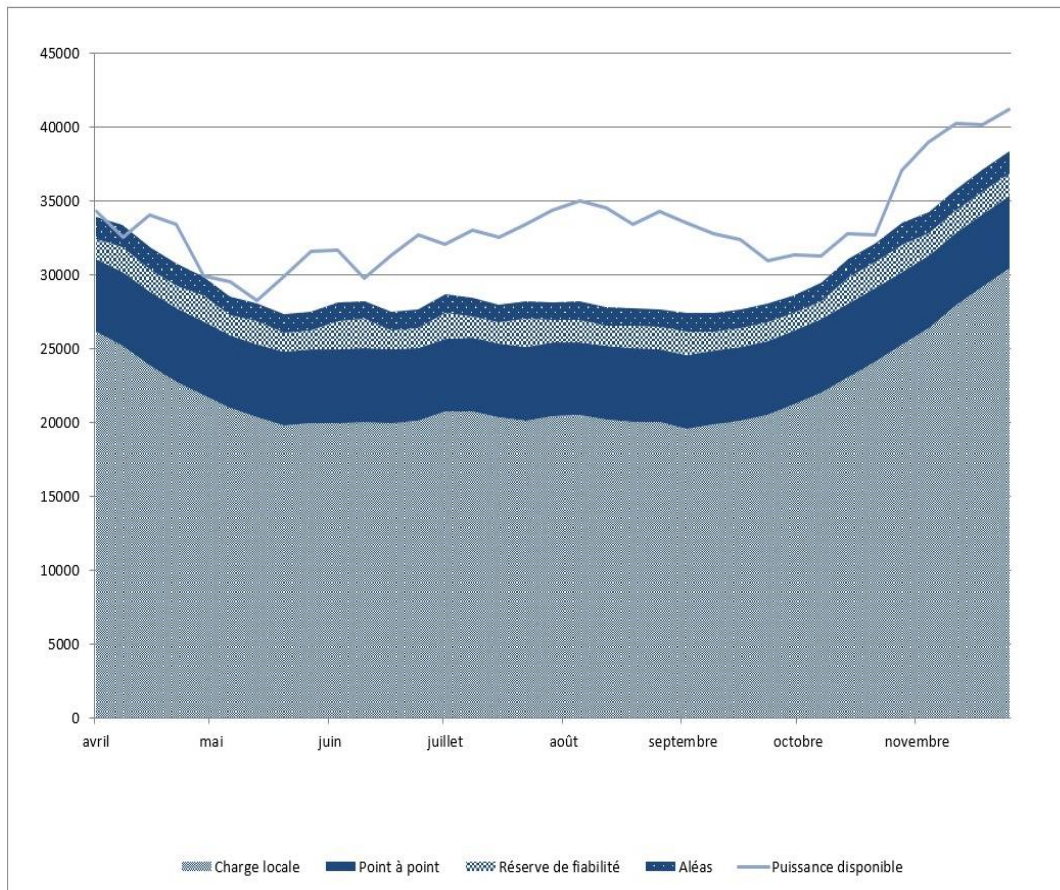


Figure 18
Courbe de prévision des marges disponibles 2021



5 Suivis de décisions

- 1 Dans ses décisions D-2019-060 et D-2020-041, la Régie de l'énergie (la « Régie »)
- 2 demande à Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »)
- 3 des suivis en ce qui a trait au développement de deux indicateurs de performance.

5.1 Indicateur Disponibilité de services aux interconnexions

- 4 Dans sa décision D-2019-060, la Régie indique :

5 « [408] La Régie prend note des préoccupations d'EBM qui est d'avis qu'il n'existe pas

6 d'indicateur spécifique mesurant la qualité du service offert aux clients de point à point.

7 Elle accueille favorablement l'ouverture du Transporteur à développer un indicateur des

8 interruptions et des indisponibilités de service aux interconnexions, lequel pourrait

9 s'appliquer dans le cadre d'un prochain MRI²³².

1 [409] À cet égard, la Régie ordonne au Transporteur de développer cet indicateur en
2 collaboration avec ses clients de point à point. La Régie ordonne également au
3 Transporteur de lui faire part de sa proposition à cet égard lors du prochain dossier
4 tarifaire. »

5 Dans sa décision D-2020-041, la Régie indique :

6 « [128] La Régie demande au Transporteur de déposer, dans le cadre de son prochain
7 dossier tarifaire, sa proposition en lien avec le nouvel indicateur des interruptions et
8 indisponibilités de service aux interconnexions qu'elle a exigée dans sa décision
9 D-2019-060. »

10 En réponse à la demande de la Régie, le Transporteur a développé l'indicateur *Disponibilité*
11 *de services aux interconnexions*, lequel pourrait s'appliquer dans le cadre du prochain
12 Mécanisme de réglementation incitative («MRI») en tant qu'indicateur de mesure de sa
13 performance globale.

5.1.1 Définition

14 L'indicateur *Disponibilité de services aux interconnexions* se définit par la disponibilité
15 annuelle des interconnexions en exportation et est basé sur les Total Transfer Capability
16 (« TTC »)⁶ ou les Capacités de transfert totales à ces interconnexions.

17 La TTC représente la quantité de puissance qui peut être transférée sur une interconnexion
18 de façon à ce que, à la suite d'un événement, la stabilité du réseau de transport soit
19 maintenue et que les limites de tension et de capacité thermique soient respectées,
20 conformément aux règles et pratiques du Transporteur et aux lignes directrices du Northeast
21 Power Coordinating Council (« NPCC ») et de la North American Electric Reliability
22 Corporation (« NERC »).

23 L'indicateur développé tient compte de la disponibilité du service en exportation à toutes les
24 interconnexions des chemins sur les 4 marchés sur lesquels les clients peuvent transiter de
25 l'énergie : Ontario (« ON »), New-York (« NY »), Nouvelle-Angleterre (« NE ») et Nouveau-
26 Brunswick (« NB »).

⁶ Les TTC sont décrits dans les *Tarifs et conditions des services de transport* à [l'appendice C, page 146](#).

1 L'indicateur est calculé annuellement de la façon suivante :

$$2 \quad \left[\frac{\sum \text{TTC}_{\text{hr}}}{\sum \text{TTC}_{\text{réf}} \times \text{NH}_{\text{an}}} \right] \times 100$$

5 Où :

- 6 • TTC_{hr} = TTC réelle à chacune des heures pour toutes les interconnexions
- 7 comme affiché sur OASIS.
- 8 • $\text{TTC}_{\text{réf}}$ = Valeur maximale de la TTC de chacune des interconnexions
- 9 démontrée comme réalisable et sécuritaire⁷.
- 10 • NH_{an} = nombre d'heures de l'année.

11 Lorsqu'un élément du réseau affectant la capacité de transiter de l'énergie sur une
 12 interconnexion est retiré ou varie, la TTC horaire réelle de celle-ci en est directement
 13 affectée. À titre d'exemple, si la ligne d'une interconnexion est retirée pour réaliser de la
 14 maintenance, la TTC de l'interconnexion sera de 0 MW pendant toute la durée du retrait.

15 De plus, si un équipement du réseau électrique affectant le transit sur cette ligne
 16 d'interconnexion est retiré, la TTC sera réduite en fonction de l'impact en MW de cet
 17 équipement. Ainsi, la durée des interventions de maintenance et l'impact sur la capacité de
 18 transiter sont reflétés dans l'indicateur.

19 Par ailleurs, selon la méthode de calcul, le poids relatif des interconnexions est
 20 implicitement pris en compte. En effet, un retrait de même durée sur une interconnexion
 21 ayant une grande capacité de transit aura un impact plus important sur l'indicateur que celui
 22 sur une interconnexion de moindre capacité.

5.1.2 Résultats

23 Pour calculer l'indicateur, le total des $\text{TTC}_{\text{réf}}$ est de 8 019 MW pour les années 2016 à 2019
 24 et de 8 190 MW pour l'année 2020 en raison de l'ajustement de la $\text{TTC}_{\text{réf}}$ du Nouveau-
 25 Brunswick qui est passée de 1 029 MW à 1 200 MW.

26 Le Transporteur a calculé l'indicateur pour les 5 dernières années. Les résultats sont
 27 présentés au tableau suivant.

⁷ <https://www.oasis.oati.com/hqt/index.html>.

Tableau 8
Disponibilité de service aux interconnexions

| 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Moyenne 5 ans |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| 81,9 % | 83,5 % | 87,0 % | 93,3 % | 91,6 % | 87,5 % |

1 Conformément à la demande de la Régie, le Transporteur a tenu deux séances
 2 d'information le 26 mai 2020 (une en français et une en anglais) afin de présenter
 3 l'indicateur développé aux clients. La proposition du Transporteur a été bien accueillie. Un
 4 seul commentaire a été formulé, et ce, à l'égard de la possibilité de choisir certaines
 5 interconnexions en dépit d'autres. Dès lors, le Transporteur a précisé que la considération
 6 de l'ensemble des interconnexions permet davantage l'atteinte de la mesure de la
 7 performance globale du Transporteur et d'assurer qu'aucun gain de productivité ne soit
 8 réalisé au détriment de la qualité du service.

9 **Le Transporteur demande à la Régie de constater qu'il a donné suite à son**
 10 **ordonnance en proposant l'indicateur *Disponibilité de services aux interconnexions*.**

5.2 Indicateur Disponibilité des emplacements d'exploitation

11 Dans sa décision D-2020-041, la Régie indique :

12 « [91] En conséquence, la Régie demande au Transporteur de développer l'indicateur du
 13 Taux de disponibilité aux fins de l'évaluation de sa stratégie de maintenance. »

14 Comme demandé, le Transporteur a développé l'indicateur *Disponibilité des emplacements*
 15 *d'exploitation*⁸, lequel s'inspire des pratiques de l'Association canadienne de l'électricité
 16 (« ACÉ »).

5.2.1 Définition

17 Le Transporteur a établi les balises suivantes pour développer l'indicateur *Disponibilité des*
 18 *emplacements d'exploitation* :

⁸ [La définition des emplacements d'exploitation a été présentée dans le dossier R-3981-2016 à l'annexe 1 de la pièce B-0009, HQT-3, Document 1.1.](#)

- 1 • Être inspiré des pratiques de l'ACÉ et de son rapport Equipment Reliability
2 Information System⁹ (« Rapport ERIS ») ;
- 3 • Mesurer la disponibilité des emplacements d'exploitation ;
- 4 • Disposer d'informations historiques fiables afin d'établir des cibles et des seuils.

5 Le Rapport ERIS est un rapport annuel qui consiste à recueillir, sur une base volontaire, des
6 données sur les indisponibilités forcées des emplacements d'exploitation majeurs des
7 réseaux de transport. Selon les règles de codification du rapport ERIS de l'ACÉ, chaque
8 indisponibilité répertoriée requiert une codification spécifique de plusieurs informations, dont
9 les caractéristiques de l'emplacement d'exploitation, la cause, la durée, le sous-équipement
10 de l'emplacement d'exploitation en problème, le type de faute, le mode de défaillance, le
11 remplacement de l'équipement découlant d'un bris majeur. À partir de ces données, des
12 statistiques de performance de réseau peuvent être calculées, tel qu'un taux de disponibilité
13 des emplacements majeurs d'exploitation.

14 Le Transporteur a utilisé les informations disponibles sous le format spécifié par les règles
15 de codification du rapport ERIS de l'ACÉ, soit un échantillon des emplacements
16 d'exploitation et la durée. De plus, il a déployé de grands efforts afin de codifier les causes
17 des milliers d'indisponibilités des six dernières années, jugeant cet exercice nécessaire à
18 l'analyse des variations de l'indicateur. L'indicateur ainsi développé se rapproche de celui
19 de l'ACÉ.

20 Ainsi, l'indicateur développé par le Transporteur tient compte :

- 21 1. Des emplacements majeurs d'exploitation de niveau de tension de plus de 60 kV
22 des familles suivantes : disjoncteur, transformateur, condensateur, inductance,
23 compensateur statique, compensateur série, compensateur synchrone et groupe
24 convertisseur ;
- 25 2. Des types de causes d'indisponibilité forcée suivants : défaillance, météo,
26 environnement, condition système, humaine, interférence étrangère et
27 configuration système ;
- 28 3. Des durées d'indisponibilité des emplacements majeurs d'exploitation.

⁹ <https://electricity.ca/deliver/analytics/>. Le Rapport ERIS n'est accessible qu'aux membres du comité.

1 L'indicateur est calculé annuellement de la façon suivante :

$$2 \quad \left[1 - \frac{\sum T_{IEE}}{NT_{EE} \times NH_{an}} \right] \times 100$$

3

4 OÙ :

- 5 • T_{IEE} = Temps en heure d'indisponibilité forcée pour un emplacement
- 6 d'exploitation retenu
- 7 • NT_{EE} = Nombre total des emplacements d'exploitation retenus
- 8 • NH_{an} = Nombre d'heures de l'année

9 Deux facteurs principaux peuvent influencer l'indicateur :

- 10 • le nombre d'indisponibilités forcées (on notera que l'indicateur comprend tous les
- 11 types de causes et non seulement la cause défaillance) ;
- 12 • la durée qui peut varier en fonction de la gravité des bris, des contraintes
- 13 d'exploitations ou de main-d'œuvre, de l'architecture du réseau, de l'importance d'un
- 14 emplacement d'exploitation sur le réseau (priorisation des interventions), etc.

5.2.2 Résultats

15 Le Transporteur présente, aux tableaux suivants, les résultats de l'indicateur *Disponibilité*
 16 *des emplacements d'exploitation* des 5 dernières années ainsi que ceux de l'ensemble des
 17 participants au Rapport ERIS.

Tableau 9
Disponibilité des emplacements d'exploitation du Transporteur

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Moyenne |
|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Résultats | 98,96 % | 99,32 % | 99,29 % | 99,31 % | 99,30 % | 99,24 % |

18 Le Transporteur observe que les résultats obtenus illustrent la stabilité de la disponibilité de
 19 ses emplacements d'exploitation mais aussi que les temps d'indisponibilité forcée des
 20 emplacements d'exploitation sont stables.

21 Le tableau suivant présente les résultats de disponibilité des emplacements d'exploitation
 22 de l'ACÉ déduits à partir des valeurs d'indisponibilité des emplacements d'exploitation des
 23 participants au Rapport ERIS.

Tableau 10
Disponibilité des emplacements d'exploitation ACÉ¹⁰

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Moyenne |
|-----------|---------|---------|---------|---------|------|---------|
| Résultats | 99,58 % | 99,65 % | 99,60 % | 99,65 % | n.d. | 99,62 % |

- 1 Les résultats de l'indicateur du Transporteur sont du même ordre de grandeur que ceux des
 2 participants du Rapport ERIS malgré que le transporteur n'a pas pu codifier l'ensemble des
 3 spécifications demandées par l'ACÉ, comme mentionné précédemment.
- 4 L'indicateur développé par le Transporteur représente un indicateur de disponibilité des
 5 emplacements d'exploitation qui se rapproche de celui de l'ACÉ. Il permet de mesurer
 6 efficacement la disponibilité du réseau de transport et d'en analyser les variations. En
 7 conséquence, le Transporteur soumet que l'indicateur répond à la demande de la Régie .

8 **Le Transporteur demande à la Régie de constater qu'il a donné suite à sa demande en**
 9 **proposant l'indicateur *Disponibilité des emplacements d'exploitation*.**

¹⁰ ibid

Annexe 1 Participants au balisage (PA Consulting et First Quartile Consulting)

| Firme responsable : PA Consulting Rapport 2016 (données 2015) | Firme responsable : First Quartile Rapport 2017 (données 2016) | Firme responsable : First Quartile Rapport 2018 (données 2017) | Firme responsable : First Quartile Rapport 2019 (données 2018) | Firme responsable : First Quartile Rapport 2020 (données 2019) |
|---|---|---|--|---|
| Center Point Energy, TX | Alabama Power Arizona Public Service Atlantic City Electric (ACE) Austin Energy Baltimore Gas & Electric BC Hydro and Power Authority CenterPoint Energy ComEd CPS Energy Delmarva Power & Light Co, DE (DPL) Georgia Power | Arizona Public Service Atlantic City Electric (ACE) Austin Energy Baltimore Gas & Electric BC Hydro and Power Authority CenterPoint Energy ComEd CPS Energy Delmarva Power & Light Co, DE (DPL) | Arizona Public Service BC Hydro and Power Authority CenterPoint Energy CPS Energy Entergy Transmission Exelon Corp : Atlantic City Electric (ACE) Baltimore Gas & Electric (BGE) ComEd Delmarva PECO Energy Pepco | Arizona Public Service Austin Energy BC Hydro and Power Authority CenterPoint Energy CPS Energy Exelon Corp : Atlantic City Electric (ACE) Baltimore Gas & Electric (BGE) ComEd Delmarva PECO Energy Pepco |
| Hydro-Québec (HQT) | Hydro-Québec (HQT) Kansas City Power & Light Oncor Electric Delivery | Hydro-Québec (HQT) Kansas City Power & Light Nebraska Public Power District Oncor Electric Delivery | Hydro-Québec (HQT) Lower Colorado River Authority Omaha Public Power District Oncor Electric Delivery | Hydro-Québec (HQT) Lower Colorado River Authority Omaha Public Power District Oncor Electric Delivery |
| Nebraska Public Power District, NE (NPPD) | PECO Energy Pepco Holdings Inc. Pepco Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) Southern California Edison (SCE) TECO Energy Tennessee Valley Authority Tucson Electric Power Westar Energy | PECO Energy Pepco Holdings Inc. Pepco Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) Southern California Edison (SCE) TECO Energy Tennessee Valley Authority Tucson Electric Power Unisource Energy Services Westar Energy | Pacific Gas & Electric Portland General Electric Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) Southern California Edison (SCE) TECO Energy Tennessee Valley Authority | Pacific Gas & Electric Portland General Electric Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) Southern California Edison (SCE) TECO Energy Tennessee Valley Authority |
| Public Services Electric & gas Company NJ (PSE&G) San Diego Gas & Electric Company, CA (SDG&E) | | | | |
| Southern California Edison (SCE) | | | | |