

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA  
DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT POUR  
L'ANNÉE 2020**

---

**INDICATEURS DE PERFORMANCE**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 7 à 8;
  - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0016](#), p. 9.

**Préambule :**

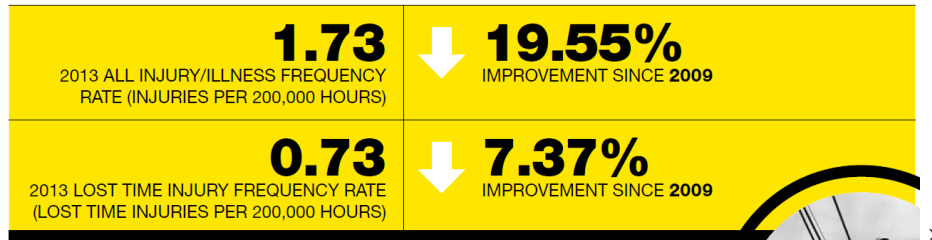
(i) « L'AHQ-ARQ s'interroge sur les démarches entreprises par le Transporteur pour reproduire les meilleures pratiques d'entreprises évoluant dans un climat semblable, tel que balisé par l'Association Canadienne de l'Électricité ("ACÉ")<sup>11</sup>.

*Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur de faire état, dans la section Performance comparative de ses prochains dossiers tarifaires de sa position par rapport au balisage de l'ACÉ en ce qui a trait aux indicateurs sur la fréquence des accidents de travail. »*

À la note de bas de page 11, l'intervenant précise : « Un extrait de ce document est déposé par l'AHQ-ARQ en même temps que le présent mémoire : <https://electricity.ca/wpcontent/uploads/2017/05/TheImportanceandBenefitsofStandardsintheElectricUtilityIndustry.pdf>, notamment à la page 9 (PDF 11). »

(ii) « OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY

*Safety standards in the electricity industry provide guidance on common practices. These Live Working Standards are enforced to ensure the well-being of both utility employees and the public in locations where electrical supplies are installed, operated, and maintained. An example of a Live Working Standard is CAN/ULC-S801-14 (Standard on Electric Utility Workplace Electrical Safety for Generation, Transmission, and Distribution). [note de bas de page omise] Specialized safety standards, such as S801, are written by utilities for their own use in collaboration with a standards group. This ensures the standards incorporate the unique requirements of electric utilities. The content is vetted through various utility professionals in order to provide a consistent approach nationwide. The result are standards that mitigate injury, as shown by CEA benchmarking data from 2013 (seen in the chart below).*



**Demande :**

**1.1** Veuillez commenter la recommandation de l’AHQ-ARQ concernant le balisage des indicateurs sur la fréquence des accidents de travail.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 23, 25, 26, 28 et 31;
  - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 32.

**Préambule :**

(i) « Par exemple, en termes d’arrêts forcés des équipements de transport, l’industrie privilégie un taux qui considère la durée. Par exemple, Hydro One mesure la performance de son réseau de transport par la mesure "Transmission Equipment Unavailability".

[...]

Hydro One décrit ainsi la mesure Transmission Equipment Unavailability [note de bas de page omise] :

*"Transmission System Unavailability captures the total duration of transmission equipment out of service due to forced outages. [...]*

*These indicators are expressed mathematically as: [...]*

$$(2) \text{ Station Equipment Unavailability} = \left( \frac{\sum_{i=1}^{N_s} F_{S_i}}{T_s} \right) \times 100\%$$

Where:

- $F_{S_i}$  is the annual forced outage duration in hours for Major Transmission Station Equipment  $S_i$ .
- $T_s$  is the inventory (expressed in hours) of all In-service Major Transmission Station Equipment
- $N_s$  is the total number of in-service major transmission station equipment.

[...]

*Pour le Taux d'indisponibilités forcées en %, l'AHQ-ARQ recommande d'utiliser le même calcul qu'Hydro One pour l'indicateur Station Equipment Availability décrit plus haut et en incluant tous les équipements dont le Transporteur mesure l'indisponibilité forcée.*

[...]

*En conclusion de cette section, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur de calculer et de fournir le plus tôt possible les résultats annuels depuis 2013 des indicateurs Taux d'indisponibilités forcées en % et Taux d'indisponibilités forcées pondérées par la Cote d'impact définis plus haut dans cette section. » [nous soulignons]*

(ii) « L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur de proposer une méthode pour déterminer, dans l'historique des durées des indisponibilités forcées, les périodes d'attente d'intervention en absence d'un besoin immédiat. »

### **Demandes :**

- 2.1** En vous référant à la référence (i), veuillez commenter la pertinence d'utiliser un taux d'indisponibilités forcées, tel que calculé par Hydro One, pour mesurer la disponibilité du réseau.
- 2.2** Veuillez indiquer si le Transporteur est en mesure de calculer les taux d'indisponibilités forcées soulignés à la référence (i) selon la méthodologie recommandée par l'AHQ-ARQ.
- 2.3** Veuillez indiquer si le Transporteur est en mesure de déterminer, dans l'historique des durées des indisponibilités forcées, les périodes d'attente d'intervention en l'absence d'un besoin immédiat (référence (ii)).

3. **Références :** (i) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 34 à 35;  
(ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0016](#), p. 9.

**Préambule :**

(i) « Pour l'année 2019, le Transporteur a fourni le tableau suivant au Northeast Power Coordinating Council ("NPCC") pour que celui-ci produise le rapport final intitulé "Reliability Assessment For Summer 2019", daté du 17 avril 2019 et auquel ont contribué deux représentants du Transporteur [note de bas de page omise].

**Table AP-6 – Québec**

Area Québec  
Revision Date April 5, 2019

**Control Area Load and Capacity**

Week Beginning Sundays	Installed Capacity MW <sup>1</sup>	Net Interchange MW <sup>2</sup>	Dispatchable DSM MW	Total Capacity MW	Load Forecast MW	Extreme Load Forecast	Historical Peak Load	Interruptible Load MW	Known Maint./Derat. MW <sup>3</sup>	Req. Operating Reserve MW	Unplanned Outages MW	Net Margin MW	Net Margin %
5-May-19	46,677	-1,195	0	45,482	22,047	22,577	23,210	0	14,915	1,500	1,200	5,820	26.4%
12-May-19	46,677	-1,195	0	45,482	21,437	21,766	23,350	0	13,943	1,500	1,200	7,402	34.5%
19-May-19	46,677	-1,195	0	45,482	20,622	20,922	21,530	0	13,730	1,500	1,200	8,230	39.5%
26-May-19	46,677	-1,195	0	45,482	20,692	20,683	20,700	0	13,094	1,500	1,200	8,996	43.5%
2-Jun-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,347	20,669	21,030	0	14,105	1,500	1,200	7,862	38.6%
9-Jun-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,423	20,825	21,320	0	14,454	1,500	1,200	7,437	36.4%
16-Jun-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,508	20,984	21,660	0	14,323	1,500	1,200	7,483	36.5%
23-Jun-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,455	21,036	21,470	0	11,761	1,500	1,200	10,098	49.4%
30-Jun-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,479	21,133	21,790	0	12,002	1,500	1,200	9,833	48.0%
7-Jul-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,824	21,269	21,640	0	13,128	1,500	1,200	8,362	40.2%
14-Jul-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,862	21,392	21,710	0	13,600	1,500	1,200	7,852	37.6%
21-Jul-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,313	20,780	21,050	0	12,868	1,500	1,200	9,133	45.0%
28-Jul-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,762	21,248	22,090	0	12,141	1,500	1,200	9,411	45.3%
4-Aug-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,980	21,325	22,060	0	12,228	1,500	1,200	9,106	43.4%
11-Aug-19	46,677	-1,663	0	45,014	21,005	21,535	21,130	0	11,880	1,500	1,200	9,429	44.9%
18-Aug-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,947	21,400	21,050	0	12,419	1,500	1,200	8,948	42.7%
25-Aug-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,953	21,410	21,900	0	12,049	1,500	1,200	9,312	44.4%
1-Sep-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,229	20,614	21,900	0	12,063	1,500	1,200	10,022	49.5%
8-Sep-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,278	20,573	21,900	0	12,085	1,500	1,200	9,951	49.1%
15-Sep-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,370	20,647	21,900	0	13,365	1,500	1,200	8,579	42.1%
22-Sep-19	46,677	-1,663	0	45,014	20,675	21,205	21,900	0	13,387	1,500	1,200	8,252	39.9%

**Key**

Highlighted week beginning 28-Jul-19 denotes the NPCC forecasted coincident peak demand.  
Highlighted week beginning 05-May-19 denotes week with the largest forecasted NPCC "Revised Net Margin".  
Highlighted number denotes forecasted Summer 2019 Peak Load for Québec. Months of May and September are excluded.

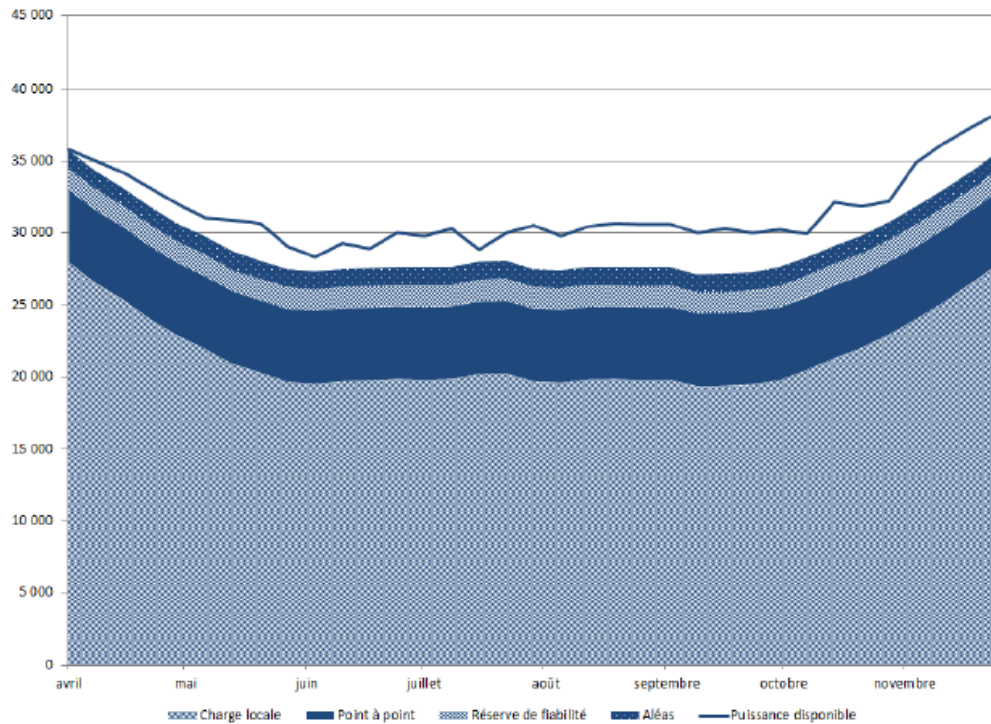
**Notes**

- (1) Includes Independent Power Producers (IPPs) and available capacity of Churchill Falls at the Newfoundland - Québec border.
- (2) Includes firm sale of 145 MW to Cornwall and transmission losses due to firm sales.
- (3) Includes 3880 MW (100%) of Wind capacity derating.
- (4) Week beginning 11-Aug-19 denotes the forecasted Québec Peak Week. Months of May and September are excluded.

*On peut constater que les marges ("Net Margin") sont confortables variant entre 5 820 MW et 10 098 MW pour la période de mai à septembre 2019. »*

(ii) « Le Transporteur présente, à titre informatif, la courbe de prévision des marges disponibles du réseau de transport pour la période des retraits effectués entre le mois d'avril et la fin novembre 2019. [...]

**Figure R5.3**  
**Courbe de prévision des marges disponibles**  
**Avril-novembre 2019**



**Demande :**

**3.1** Veuillez comparer les marges nettes projetées à la référence (i) avec les marges disponibles prévues à la référence (ii) et expliquer les écarts significatifs.

- 4. Références :** (i) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 7 et 10;  
(ii) Pièce [B-0040](#), p. 23, réponse 5.3.

**Préambule :**

(i) « Du côté des indicateurs de l'état des actifs, l'impact des indisponibilités forcées dues aux défaillances ("Impact-IFD"), un indicateur que l'AHQ-ARQ considère comme étant actuellement le plus représentatif de l'état des actifs, montre une tendance à l'amélioration significative au cours des quatre dernières années et une telle tendance se poursuit en 2019.

L'indicateur du nombre d'indisponibilités forcées ("IF") montre lui aussi une amélioration significative en 2018 avec 5 827 IF malgré les prévisions pessimistes du Transporteur qui prévoyait plutôt, avec ses modèles de gestion des actifs, 6 539 IF, soit 12 % de plus.

[...]

*La performance du Transporteur en ce qui a trait aux trois indicateurs de fiabilité mesurés par l'ACÉ demeure largement meilleure que la moyenne des compagnies canadiennes participant au balisage ». [notes de bas de page omises]*

(ii) « *Le Transporteur a consacré 771 000 heures en maintenance préventive, soit 6 % de plus que nécessaire pour réaliser 100 % de sa stratégie de maintenance adaptée et, malgré tout, il n'a réalisé que 83 % du nombre d'interventions planifiées du sous-ensemble de la maintenance systématique en électrique [note de bas de page omise]. L'AHQ-ARQ est donc d'avis que l'incapacité du Transporteur à réaliser 100 % de sa stratégie de maintenance préventive en 2018 ne découle pas d'un manque de ressources mais plutôt d'une problématique de productivité.*

[...]

*De plus, l'AHQ-ARQ réitère la position qu'elle a défendue l'an dernier en audience selon laquelle, notamment au vu des bons résultats en termes de performance du réseau, il n'est pas nécessaire de réaliser 100 % de la maintenance stratégique adaptée qui est une évaluation arbitraire d'un modèle qui n'est pas nécessairement bien calibré ».*

**Demande :**

- 4.1** Veuillez commenter les conclusions de l'AHQ-ARQ concernant la performance du réseau et son incidence sur le besoin de réaliser 100 % de la stratégie de maintenance adaptée.

**INDICATEURS DE PERFORMANCE LIÉS AU MTÉR**

- 5. Référence :** Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 40.

**Préambule :**

*« Étant donné le manque d'empressement du Transporteur à développer l'indicateur Impact-IFD et son incapacité à le faire correctement, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas accéder à la demande du Transporteur et de lui accorder, pendant le terme courant du MRI, un résultat de 0 pour les 12,5 points reliés à cet indicateur. »*

**Demande :**

- 5.1** Veuillez commenter la recommandation de l'AHQ-ARQ concernant le résultat à accorder à l'indicateur Impact-IFD.

- 6. Références :** (i) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0010](#), p. 23;  
(ii) Décision [D-2019-060](#), p. 86, par. 382.

**Préambule :**

(i) « Les intervenants considèrent que l'élimination de l'indice *Impact-IFD* laisse un vide concernant la prise en compte de la disponibilité du réseau dans le cadre du *MTÉR* et ils estiment que ce vide devrait être comblé, soit en maintenant l'indice actuel malgré les réticences du Transporteur quant à la fiabilité de cet indice, soit en le remplaçant par un autre indice relatif à la disponibilité du réseau.

À cet égard, les intervenants suggèrent l'indice *IFD*. »

(ii) « La Régie [...] est d'avis que la calibration des cibles à l'aide des données historiques 2013-2017 est conforme à sa décision *D-2018-001*. » [note de bas de page omise]

**Demandes :**

- 6.1** Veuillez commenter la pertinence d'utiliser l'indicateur *IFD* pour mesurer la disponibilité du réseau.
- 6.2** Dans l'éventualité où la Régie retenait la suggestion de l'*AQCIE-CIFQ*, veuillez identifier une cible appropriée à l'indicateur *IFD* selon la méthode de calcul retenue par la Régie dans sa décision *D-2019-060* (référence ii).
- 6.3** Veuillez présenter l'indicateur *IFD* pour l'année 2019 à ce jour.

- 7. Références :** (i) Pièce [C-FCEI-0008](#), p. 9 à 10;  
(ii) Pièce [B-0040](#), p. 14, réponse 3.1.

**Préambule :**

(i) « C) Maintenir *Impact-IFD* en définissant les seuils de manière conceptuelle plutôt que numérique.

*Dans ce cas, les seuils numériques seraient redéfinis à chaque rapport annuel sur la base des données historiques 2013 à 2017 selon l'état de la base de données à ce moment précis. Cette approche permet de contourner le problème de calibration des cibles en temps opportun. Les seuils 1 et 2 pourraient être établis proportionnellement à la moyenne des données historiques 2013-2017 (cible) selon un ratio égal à celui prévu par la décision *D-2019-060*, tel qu'illustré au tableau 1.* [note de bas de page omise]

Impact des IFD	Cible (Moyenne 2013-2017)	Seuil1	Seuil2
D-2019-060	3000	3226 = cible *1,0752	3125 = cible *1,0415
R-4096-2019	3918	3918* 1,0752= 4213	3918*1,0415= 4081

D-2019-060, p. 87, tableau 8  
 B-0040, p. 10, tableau R2.2

À priori, la FCEI estime que cette dernière approche est la plus simple d'application et permet de maintenir l'axe Disponibilité du réseau de la liaison entre les indicateurs et le MTÉR. »

(ii) Le tableau R3.1 détaille les modifications apportées par le Transporteur à sa base de données IFD.

**Tableau R3.1**  
**Détails des modifications apportées à la base de données IFD**

Description de la modification	Variation de l'Impact-IFD 2018 suite à la modification					Année du début de la modification dans la base de données IFD
	1-35	36-100	101-200	201-350	>350	
Ajustement des familles d'équipement	X					2018
Révision des liens entre les étiquettes et SAP					X	2018
Révision des liens entre les étiquettes et QS			X			2018

**Demands :**

**7.1** Veuillez commenter la recommandation de la FCEI de redéfinir la cible de l'indicateur Impact-IFD (référence (i)).

**7.2** Veuillez indiquer si les données de l'indicateur Impact-IFD sont comparables sur l'horizon 2013 à 2019 (référence (ii)).

**ÉTABLISSEMENT DES REVENUS REQUIS**

- 8. Références :**
- (i) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0010](#), p. 4 et 5;
  - (ii) Pièce [B-0012](#), p.13;
  - (iii) Dossier R-3757-2011, pièce [B-0044](#), p. 21, article 12.1.

**Préambule :**

(i) « En réponse à une demande des intervenants d'indiquer si le Producteur a avisé le Transporteur d'un changement de date quant à la mise sous tension initiale de la centrale La Romaine-4, le Transporteur mentionne :



*« Le 12 octobre 2018, le Producteur a transmis une correspondance au Transporteur l'avisant que la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4, initialement prévue pour le 1er avril 2020, était reportée à la fin du mois de mai 2021. »*

[...]

Selon les intervenants, les conditions de report auraient dû inclure le traitement de la contribution à verser au Transporteur.

Comme il a été mentionné plus haut, le Transporteur a rempli ses engagements quant à la réalisation des travaux requis pour le raccordement des centrales du complexe La Romaine. Selon le rapport annuel 2018 du Transporteur, la valeur des mises en service réalisées au 31 décembre 2018 est de 1 463,1 M\$, ce qui est de beaucoup supérieur au montant maximum de 923,8 M\$ que le Transporteur peut assumer pour ce projet. Le montant total de 1 463,1 M\$ est intégré dans la base de tarification du Transporteur, les coûts relatifs à ces investissements évalués par le Transporteur à 152,1 M\$, comme mentionné plus haut, sont inclus dans les revenus requis du Transporteur et donc transmis aux clients par le biais du tarif.

Selon les intervenants, les clients du Transporteur n'ont pas à absorber les conséquences du retard de la mise en service de la centrale La Romaine-4.

En conséquence, étant donné que le Transporteur n'a pas exigé le paiement de la contribution dans les conditions du report de la mise en service de la centrale La Romaine-4, les intervenants reprennent leur recommandation antérieure de considérer tout excédent au montant maximum comme un compte à recevoir, pour lequel la clientèle n'a pas à supporter les coûts de financement, et de créditer la base de tarification de ce même montant.

*Par ailleurs, les intervenants rappellent qu'au dernier paragraphe de l'article 12.1 de l'Entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec, il est mentionné : « Le Producteur peut, sous réserve des conditions prévues à l'article 23, reporter la date de mise sous tension initiale. Dans ce cas, le Producteur devra rembourser au Transporteur l'excédent des frais financiers qui en découlent. »*

*Ainsi, subsidiairement, si la Régie ne retient pas la recommandation des intervenants quant au traitement de la contribution à recevoir, les intervenants recommandent à la Régie de considérer que l'excédent des frais financiers qui découle du report de la date de mise en service de la centrale La Romaine-4 est reçu par le Transporteur et recommandent que les revenus requis soient réduits en conséquence ». [notes de bas de page omises] [notre soulignement]*

(ii) Le Transporteur, à la ligne 2, pour l'année 2021, indique un montant de contribution de 965,8 M\$ pour le raccordement des centrales du complexe la Romaine.

(iii) **« 12. REMBOURSEMENT PAR LE PRODUCTEUR DU COÛT DES TRAVAUX ASSUMÉS PAR LE TRANSPORTEUR EN CAS D'ABANDON DU PROJET**

### **12.1 En cas d'abandon de projet**

[...]

*Le Producteur peut, sous réserve des conditions prévues à l'article 23, reporter la date de mise sous tension initiale. Dans ce cas, le Producteur devra rembourser au Transporteur l'excédent des frais financiers qui en découlent ».*

#### **Demandes :**

- 8.1** En lien avec l'affirmation de l'AQCIE-CIFQ à la référence (i), veuillez élaborer quant aux raisons pour lesquelles le Transporteur n'a pas exigé le versement de la contribution.
- 8.2** Veuillez commenter l'affirmation de l'AQCIE-CIFQ selon laquelle les clients du Transporteur n'ont pas à absorber les conséquences du retard de la mise en service de la centrale La Romaine-4. Veuillez également commenter la recommandation relative au compte à recevoir.
- 8.3** Veuillez évaluer, calcul à l'appui, la valeur de l'excédent des frais financiers qui découlent du report de la mise en service du 1<sup>er</sup> avril 2020 au 31 mai 2021 (référence (i)).
- 8.4** Veuillez commenter la recommandation subsidiaire de l'AQCIE-CIFQ de la référence (i) en lien avec l'énoncé de la référence (iii) concernant le remboursement des frais financiers par le Producteur et la réduction des revenus requis 2020 et 2021 qui en découlerait.

## **PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT**

- 9. Références :** (i) Dossier R-4058-2018, Pièce [B-0092](#), p. 17;  
(ii) Pièce [B-0035](#), p. 8.

#### **Préambule :**

- (i) Le Transporteur indique la capacité de transport prévue à la pointe 2017.

*« La capacité de transport prévue à la pointe pour 2017, déterminée par la simulation d'un scénario de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation anticipées à la pointe, a été établie à 43 938 MW. »*

(ii) Le Transporteur indique la capacité de transport prévue à la pointe 2018.

« La capacité de transport prévue à la pointe pour 2018, déterminée par la simulation d'un scénario de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation anticipées à la pointe, a été établie à 43 578 MW. »

**Demande :**

**9.1** Veuillez expliquer la diminution de 360 MW de la capacité de transport prévue à la pointe de 2018 par rapport à celle prévue pour 2017.

**BESOINS DES SERVICES DE TRANSPORT**

- 10. Références :**
- (i) Dossier R-4110-2019, pièce [B-0009](#), p. 18 et 21;
  - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0018](#), p. 48;
  - (iii) Tarifs et conditions des services de transport, p. 112, [article 43.3](#);
  - (iv) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0151](#), p. 30 et 31.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur considère l'interruption des chaînes de blocs comme un moyen d'approvisionnement :

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Nouveaux approvisionnements prévus			
Interruption chaînes de blocs	La planification pour ce moyen tient compte de la demande du Distributeur de fixer les tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc, présentement à l'étude par la Régie (dossier R-4045-2018)  Cette demande prévoit la fourniture d'un service non ferme pour cet usage, ce qui signifie que les charges de cette clientèle pourront être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95% de la charge	0,2 TWh au maximum	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc  Atteint 682 MW

**TABLEAU 3.2 :  
BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 783</b>	<b>39 489</b>	<b>40 196</b>	<b>40 550</b>	<b>40 815</b>	<b>41 056</b>	<b>41 139</b>	<b>41 064</b>	<b>41 287</b>	<b>41 522</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 445</b>	<b>43 234</b>	<b>44 013</b>	<b>44 464</b>	<b>44 812</b>	<b>45 106</b>	<b>45 225</b>	<b>45 152</b>	<b>45 402</b>	<b>45 666</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>										
<b>Approvisionnement planifiés</b>										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

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

(ii) L'AHQ-ARQ recommande :

« En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Transporteur indique que :

« Le Transporteur a obtenu du Distributeur la prévision des besoins de la charge locale à la référence (i).

*Le Distributeur a indiqué au Transporteur que les écarts observés résultent essentiellement de la demande pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et, plus particulièrement, à la façon de traiter son effacement. En effet, cet effacement était précédemment intégré en réduction de la prévision des besoins (voir la section 2.3 dans l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur). Toutefois, par souci de cohérence avec les autres moyens de gestion de la demande, il est considéré par le Distributeur comme un moyen d'approvisionnement. » (nous soulignons)*

Or, l'AHQ-ARQ est d'avis que cette nouvelle façon de faire va à l'encontre du décret gouvernemental no. 646-2018 et de la décision de la Régie dans le dossier R-4045-2018.

En effet, le décret gouvernemental no. 646-2018 exige notamment de « favoriser la distribution d'énergie en service non ferme ». De plus, la décision de la Régie précise que les coûts de distribution et de transport devront être à la charge des clients de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et non à l'ensemble de la clientèle :

« [183] Le Distributeur souligne que tous les coûts de raccordement aux réseaux de distribution et de transport seront à la charge du soumissionnaire retenu qui aura conclu une entente.

[...]

[291] La Régie convient que ces garanties et conditions, incluant le fait que la totalité des coûts associés aux travaux de raccordement aux réseaux de transport et de distribution seront à la charge du client et perçus avant la réalisation des travaux, sont suffisantes et justifient l'absence de critère basé sur la capacité financière dans la grille de sélection proposée. » (nous soulignons)

L'AHQ-ARQ soumet donc que, si la portion effaçable de la puissance des clients de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs n'est pas retirée de la prévision des besoins de transport de la charge locale, ce sera tout l'ensemble des clients de la charge locale qui assumera les coûts de transport de la charge d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc, en contravention du décret gouvernemental et de la décision précités.

Le Distributeur présente la portion effaçable de la puissance associée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à la ligne « Interruption chaînes de blocs » du tableau suivant, celle-ci variant entre 25 et 682 MW :

[...]

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur, pour des fins de détermination des tarifs de transport, de retirer de la prévision des besoins de transport de la charge locale la portion effaçable de la puissance des clients de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. » [notes de bas de pages omises]

(iii) L'article 43.3 des Tarifs et conditions des services de transport mentionne qu'un comité technique sera établi entre le Transporteur et le Distributeur :

« Le comité technique ainsi formé pourra notamment établir les règles concernant les besoins respectifs d'échanges techniques des parties, de réalisation des études d'impact pour alimenter la charge locale, de programmation des livraisons, de planification des retraits d'équipement de production, de restrictions d'exploitation concernant ceux-ci, d'application des moyens de gestion en temps réel de l'équilibre offre-demande, de délestage de charge et de réductions, de transmission des données d'exploitation en temps réel et de gestion des services complémentaires fournis par le Distributeur et pour tout autre besoin d'exploitation du réseau, le tout conformément aux prescriptions des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec. »

(iv) « En audience, M. Delourme s'exprime à l'égard de diverses mesures et de leurs prises en compte dans le processus de planification. De son témoignage, l'on peut dégager ce qui suit :

[...]

*Concernant les ressources interruptibles, le Transporteur se permet de les utiliser en planification seulement dans des situations de réseau dégradé ou de pointe exceptionnelle, toujours en ayant comme objectif de maintenir un niveau de couverture adéquat qui permettra de maintenir la fiabilité du réseau de transport. »*

**Demandes :**

**10.1** Veuillez commenter la compréhension et la recommandation de l’AHQ-ARQ (référence (ii)).

**10.2** Veuillez préciser si des rencontres du comité technique prévues aux Tarifs et Conditions (référence (iii)) ont eu lieu pour discuter de l’impact de la gestion de la demande en puissance du Distributeur sur le réseau du Transporteur.

**10.2.1.** Le cas échéant, veuillez détailler les différentes alternatives étudiées concernant l’interruption des chaînes de blocs dans le bilan des besoins de transport à la pointe.

**10.3** En fonction des références et des réponses précédentes, veuillez expliquer votre compréhension de la valeur établie par le Distributeur pour la prévision des besoins de la charge locale et veuillez expliquer comment cette donnée est utilisée autant pour la planification des équipements du réseau de transport que pour la prévision des besoins de transport de la charge locale.

### ÉCARTS DE RÉCEPTION ET DE LIVRAISON

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 9;
  - (ii) Pièce [C-BRTM-0019](#), p. 19;
  - (iii) Pièce [C-RNCREQ-0014](#), p. 41;
  - (iv) Pièce [C-BRTM-0019](#), p. 22;
  - (v) Pièce [B-0050](#), R7.1, p. 15.

**Préambule :**

(i) « *Le Producteur souhaite ainsi réintroduire des seuils de prix aux tranches 2 et 3 pour ne pas encourager l’utilisation des Services comme solution alternative pour un client du service de transport qui chercherait, à titre d’exemple, à obtenir des revenus en produisant de l’énergie avec de l’eau qui devrait autrement être déversée. »*

(ii) « *[...] The 53 MW schedule was cut by the IESO in Ontario and reduced to 17 MW. The 35.39 MW of recorded long imbalance was approved as acceptable by HQT’s Centre for Controlling the Movement of Energy (“CCME”). Rather than spill water at the BRTM run-of-river hydro generation which is located in the south west near load centres and operate HQP generation in the far north CCME chose to accept BRTM generation as long imbalance and store water in the HQP head ponds. Not only did this save system losses, it maintained a higher degree of reliability*

*than would have been if BRTM had reduced generation. It was not a deliberate act of BRTM to over-schedule but a reaction to the IESO curtailment and it was definitely not arbitrage. This same situation occurred for May 30 HE 02:00.* » [nous soulignons]

(iii) « *Si une centrale ne peut que choisir entre produire ou déverser, elle serait probablement considérée par la FERC comme une centrale avec non-dispatchable output. Des ressources intermittentes comme des centrales éoliennes ou solaires peuvent aussi arrêter de produire, tout en perdant la capacité de récupérer l'énergie non produite. Ainsi, le déversement est l'équivalent du curtailment, qui implique nécessairement le gaspillage d'une ressource énergétique. La NOPR de 2005 laisse comprendre qu'un des objectifs principaux de cette exemption est d'éviter de provoquer un tel gaspillage énergétique — son intérêt est plutôt de s'assurer que, dans la mesure du possible, les transporteurs aient des informations les plus précises possible sur la production de ces ressources, par le biais des mises à jour les plus précises possible de leurs programmes. Cela suggère que, si l'alternative à l'écart de réception avait été le déversement (plutôt que l'entreposage) de l'eau excédentaire, l'intention de la FERC était de permettre l'écart, avec une pénalité d'au maximum 10 %.* » [nous soulignons]

(iv) « *64. This appears to have provided a great opportunity for HQP who could have used its vast hydro system to store this energy and sell it later to NY or NE at much higher prices. For example, if it was sold to NE it would have had an average net-back value equal to about \$62.8 – 6.0/0.75 - 8.0 = \$46.8/MWh. If all 55.6 GWh were sold HQP would have made a profit of about \$2.17 million.* » [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(v) « **Demandes** :

*7.1 Please indicate if the “contexte commercial prévalant en Amérique du Nord” has changed since the decision D-2012-010 rendered by the Régie. Please justify the answer.*

**Réponse :**

**Réponse du Producteur :**

*L'intention du Producteur dans ce paragraphe était de rappeler dans quel contexte le Transporteur, dans le cadre du dossier tarifaire R-3669-2008 – Phase 2, avait introduit le changement de la méthode de règlement des écarts, pour passer d'une compensation en énergie vers une compensation financière.*

*L'offre du Producteur qui avait alors été soumise au Transporteur pour rendre le Service de compensation d'écart de réception et de livraison reflétait les conditions auxquelles le Producteur était prêt à rendre ce service considérant son contexte d'affaires qui prévalait à cette période.*

*Depuis ce temps, le contexte d'affaires a changé pour le Producteur. Il se retrouve en situation de surplus et ses volumes d'exportations annuelles ont augmenté. Ces facteurs influencent le choix des niveaux de prix auxquels il est disposé à offrir le Service de compensation d'écart de réception et de livraison au Transporteur.* » [nous soulignons]

**Demande :**

**11.1** Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles le Producteur cherche à privilégier le déversement (référence (i)), au lieu de recourir aux Services, considérant :

- 11.1.1.** l'exemple fourni à la référence (ii);
- 11.1.2.** les principes évoqués à la référence (iii);
- 11.1.3.** la capacité d'emmagasinage que détient le Producteur, qui ferait en sorte qu'il puisse revendre l'énergie à un moment qu'il juge opportun (référence (iv)) en élaborant sur l'impact que peut avoir la situation commerciale décrite à la référence (v)).

**12. Référence :** Pièce [C-BRTM-0019](#), p. 19 et 24.

**Préambule :**

En page 19, concernant les écarts de mai 2016, il est mentionné :

*« [...] The 53 MW schedule was cut by the IESO in Ontario and reduced to 17 MW. The 35.39 MW of recorded long imbalance was approved as acceptable by HQT's Centre for Controlling the Movement of Energy ("CCME"). Rather than spill water at the BRTM run-of-river hydro generation which is located in the south west near load centres and operate HQP generation in the far north CCME chose to accept BRTM generation as long imbalance and store water in the HQP head ponds. Not only did this save system losses, it maintained a higher degree of reliability than would have been if BRTM had reduced generation. It was not a deliberate act of BRTM to over-schedule but a reaction to the IESO curtailment and it was definitely not arbitrage. This same situation occurred for May 30 HE 02:00. » [nous soulignons]*

En pages 24 et 25, concernant l'événement de mai 2017 :

*« 75. BRTM has also reviewed these May 2017 imbalance deviations and determined that the deviations in Bands 2 and 3 have mainly occurred because of factors outside the control of BRTM. The external reasons are as follows:*

- Contract cuts because of Phase 2 capacity reductions in NE;*
- Problems with Line 1123 over loads;*
- Fire department request to reduce output to aid a missing person search.*

*76. All of these factors have been communicated to CCME and, unless there is a reliability problem that requires BRTM to redispatch, CCME has accepted the deviations as inadvertent. As such, these deviations should not be subject to penalties under Schedule 4 settlement according to the HQT OATT as follows:*

*“Notwithstanding the foregoing, deviations from scheduled transactions arising from directives issued by the Transmission Provider shall not be charged according to the above bands; the resulting amounts shall instead be settled at the end of the month by a payment of*



*100% of the incremental or decremental price. Such directives may be related to correcting a drop in frequency, responding to a reserve sharing event or shifting generation to relieve congestion.”* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

**12.1** Veuillez préciser si le Producteur a été informé des échanges que BRTM a eu avec HQCMÉ pour certains écarts, notamment ceux cités en référence.

**12.2** Dans le cas où le Producteur n'a pas été informé des échanges cités en référence, veuillez préciser si ces informations ont un impact sur les modifications demandées au présent dossier.

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0050](#), R5.2, p. 10;
  - (ii) Pièce [C-BRTM-0019](#), p. 18 et 19.

**Préambule :**

(i) « 5.2 Please indicate how many of these “occasions d'arbitrage” have happened over the three-year period 2016-2018.

**Réponse :**

**Réponse du Producteur :**

*Comme mentionné à la réponse à la question 1.2, le Producteur ne dispose que des données détaillées pour les mois de mai 2016, mai 2017 et octobre 2017.*

*Le Producteur a obtenu les chiffres suivants pour chacun des trois mois :*

- *Mai 2016 : 307 heures ;*
- *Mai 2017 : 49 heures ;*
- *Octobre 2017 : 106 heures.*

*Ces chiffres représentent le nombre d'heures pendant lesquelles le client du service de transport pouvait obtenir un prix par MWh plus avantageux dans le cadre du service de compensation d'écart de réception, que le meilleur des prix (ajustés des frais et coût de transport applicables) qui prévalaient sur les marchés de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ontario à la même heure.*

*Pour plus d'informations à ce sujet, voir également la réponse à la question 1.1. »*

(ii) « For May 18, HE 2:00 the price for a long imbalance under the current Schedule 4 is shown to be \$18.56/MWh. HQP says that this is arbitrage because the imbalance is an alternative to selling at lower prices to the market. This ignores that BRTM has already paid for the transmission to Sandy Pond and would not be willing to alter its sale to NE. Rather, it would wish

*to make a sale and receive the full \$26.08/MWh Sandy Pond price. However, in May 2016, Phase 2 was out of service for the whole month so BTRM connected 200 MW of its generation directly to Ontario and redirected 53 MW through HQT to Ontario at no cost to BTRM for which it was receiving the ON \$13.56/MWh HOEP. [...] [nous soulignons] [notes de bas de page omises]*

**Demandes :**

**13.1** Veuillez préciser, concernant les heures à la référence (i), le nombre d'heures où l'arbitrage favorisait l'écart positif (livraison supérieure à la programmation) et le nombre d'heures où l'arbitrage favorisait un écart négatif (livraison inférieure à la programmation).

**13.1.1.** Veuillez préciser combien de ces heures auraient toujours présenté des occasions d'arbitrage pour des écarts se situant à la tranche 2 et à la tranche 3, considérant les pénalités applicables, en distinguant votre réponse pour les écarts positifs et les écarts négatifs.

**13.2** Veuillez préciser combien d'heures, pour les mois de mai 2016, mai 2017 et octobre 2017, auraient présenté des occasions d'arbitrage si la tarification des Services n'avait pas considéré les Frais applicables.

**13.2.1.** Veuillez préciser le nombre d'heures qui aurait été lié à une occasion d'arbitrage pour un écart positif et le nombre d'heures qui aurait été lié à une occasion d'arbitrage pour un écart négatif.

**13.2.2.** Veuillez préciser combien de ces heures auraient toujours présenté des occasions d'arbitrage en tranche 2 et en tranche 3 en distinguant votre réponse pour les écarts positifs et les écarts négatifs.