# DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE L'AQCIE ET DU CIFQ AU TRANSPORTEUR ET AU DISTRIBUTEUR

## *Demande du Transporteur et du Distributeur relative à leurs mécanismes de traitements des surplus ou des manques à gagner cumulés respectifs*

**1. Référence :** (i) Pièce B-0004, page 9
(ii) Dossier R-9000-2025, B-0014, page 6, Tableau 1
(iii) Dossier R-4307-2025, B-0013, page 7, Tableau 1

**Préambule :**

À la référence (i), le HQTD mentionne :

*HQTD proposent le maintien de l'ensemble des CER déjà reconnus en mode COS, comme indiqué au tableau 1 ci-après. Les écarts résiduels, principalement attribuables à des facteurs relevant de la gestion courante et généralement sous le contrôle du Transporteur et du Distributeur, seront traités par le biais du MTSM.*

La référence (ii) présente les Résultats réglementaires réels 2025 concernant les revenus requis du Transporteur. On y retrouve l'ensemble des composantes du revenus requis.

La référence (ii) présente l'Évolution des Revenus requis du Distributeur. On y retrouve l'ensemble des composantes du revenus requis.

**Demandes :**

**1.1** Identifiez, en référant aux numéros de lignes des tableaux des références (ii) et (iii) quelles composantes des revenus requis seront traitées dans les MTSM.

**2. Référence :** (i) Pièce B-0004, page 12
(ii) Pièce B-0004, page 8

**Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*HQTD proposent que l'ensemble des CER soient assujettis à des modalités de disposition similaires à celles proposées à la section 2.4 pour les soldes du MTSM. Ainsi*

- *Les écarts entre les données réelles et les données autorisées des deux premières années seront cumulés et intégrés aux revenus requis du cycle tarifaire suivant. Pour ce qui est de la dernière année du cycle tarifaire, HQTD proposent une constatation ainsi qu'une disposition en deux étapes, soit :*
    - *Les écarts entre les données prévisionnelles (quatre mois de données réelles et huit mois de données prévisionnelles) et les données autorisées seront constatés lors de l'année de base. Les soldes ainsi estimés de chaque CER seront cumulés aux soldes des deux premières années du cycle et intégrés dans les revenus requis du cycle suivant.*
    - *Les écarts entre les données réelles et les données prévisionnelles (quatre mois de données réelles et huit mois de données prévisionnelles) seront constatés lorsque les données réelles seront connues au cours de la première année du cycle tarifaire suivant. Les soldes résiduels de chaque CER seront intégrés dans les revenus requis de la première année du deuxième cycle suivant (exemple : les écarts entre les données prévisionnelles et les données réelles de l'année 2028 seront disposés en 2032).*

La référence (ii) présente les paramètres proposés des MTSM.

Par analogie avec la manière dont les paramètres proposés des MTSM sont présentés à la référence (ii), l'AQCIE-CIFQ comprend que les paramètres de disposition des CERs sont :

- Symétrique
- Sans zone de partage
- 100% clientèle

**Demande :**

**2.1** Veuillez confirmer la compréhension de l'AQCIE-CIFQ.

**3. Références :** (i) Pièce B-0004, page 13
(ii) Décret 92-2026 du 28 janvier 2026
(iii) Entente définitive de collaboration et de mise en œuvre intervenue le 17 août 2026 entre Newfoundland and Labrador Hydro, Hydro-Québec et Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, Annexe D.

**Préambule :**

À la référence (i) il est mentionné :

*La Loi 24 a amendé l'article 22.0.0.2 de la LHQ pour permettre d'inclure au coût de l'électricité patrimoniale devant être récupéré dans les tarifs de distribution,* ***une somme relative à une hausse des coûts d'acquisition de l'électricité patrimoniale, le cas échéant****. Le Distributeur demande que la Régie reconnaisse la possibilité d'un tel ajustement à l'établissement du coût d'acquisition de l'électricité patrimoniale comme élément composant le compte de pass-on.*

La référence (ii) fixe le coût alloué de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs, pour la part du volume d'électricité patrimoniale de ces catégories qu'Hydro-Québec a indiqué, pour les années 2026, 2027 et 2028.

La référence (iii) présente les paiements annuels au titre des nouveaux contrats d'achats d'électricité à long terme relatifs aux volumes d'électricité de la centrale de Churchill Falls existante, soit des montants de 531 M$, 601 M$ et 683 M$, respectivement pour les années 2027, 2028 et 2029.

**Annexe D – Paiements annuels au titre des Nouveaux CAÉ de CF[4]**

| | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Paiements d'HQ pour la production de CF existant (G$) | 0,531 | 0,601 | 0,683 | 0,772 | 0,877 | 0,942 | 1,034 | 1,134 | 1,288 | 1,463 | 1,662 | 1,889 |

| 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2,145 | 2,437 | 2,769 | 3,144 | 3,223 | 3,303 | 3,386 | 3,471 | 3,557 | 3,646 | 3,738 | 3,831 |

| 2051 | 2052 | 2053 | 2054 | 2055 | 2056 | 2057 | 2058 | 2059 | 2060 | 2061 | 2062 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,691 | 3,783 | 3,878 | 3,975 | 4,074 | 4,176 | 4,280 | 4,387 | 4,497 | 4,609 | 4,423 | 4,533 |

| 2063 | 2064 | 2065 | 2066 | 2067 | 2068 | 2069 | 2070 | 2071 | 2072 | 2073 | 2074 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4,647 | 4,763 | 4,882 | 5,004 | 5,129 | 5,257 | 5,389 | 5,524 | 5,662 | 5,803 | 5,948 | 6,097 |

| 2075 | 2076 | 2077 |
|---|---|---|
| 6,249 | 6,406 | 6,566 |

| | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Puissance (MW) | 4765 | 4740 | 4740 | 4715 | 4715 | 4460 | 4310 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 |

| 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 | 4160 |

| 2051 | 2052 | 2053 | 2054 | 2055 | 2056 | 2057 | 2058 | 2059 | 2060 | 2061 | 2062 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3910 | 3910 | 3910 | 3910 | 3910 | 3910 | 3910 | 3910 | 3910 | 3910 | 3660 | 3660 |

| 2063 | 2064 | 2065 | 2066 | 2067 | 2068 | 2069 | 2070 | 2071 | 2072 | 2073 | 2074 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3660 | 3660 | 3660 | 3660 | 3660 | 3660 | 3660 | 3660 | 3660 | 3660 | 3660 | 3660 |

| 2075 | 2076 | 2077 |
|---|---|---|
| 3660 | 3660 | 3660 |

| | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Énergie (TWh) | 29,207 | 29,084 | 29,084 | 28,931 | 28,931 | 27,367 | 26,448 | 25,528 | 25,528 | 25,528 | 25,528 | 25,528 |

**Demande :**

**3.1** Étant donné que la somme relative à une hausse des coûts d'acquisition de l'électricité patrimoniale, que le Gouvernement pourrait décider d'ajouter à l'indexation des coûts d'approvisionnement de ladite électricité, fait partie intégrante du coût de l'électricité patrimoniale fixé par ledit Gouvernement en vertu de l'article 22.0.0.2 LHQ pour chacune des trois années d'une révision tarifaire (voir par exemple la référence (ii)), veuillez justifier pourquoi cette somme devrait être alors un élément composant le compte de *pass-on*.

**3.2** Veuillez confirmer la compréhension de l'AQCIE-CIFQ à l'effet que les coûts alloués par catégories de consommateurs à la référence (ii) pour les années tarifaires 2027-2028 et 2028-2029 ne tiennent pas compte des montants de 531 M$, 601 M$ et 683 M$ mentionnés à la référence (iii), dans l'éventualité où l'entente dont un extrait est mentionné en référence (iii) était définitivement conclue.

**3.3** Veuillez préciser si la demande du Distributeur à la référence (i) a pour objectif de permettre la récupération des montants supplémentaires mentionnés à la référence (iii), dans l'éventualité où l'entente dont un extrait est mentionné en référence (iii) était définitivement conclue.

**4. Références :** (i) Pièce B-0004, pages 13 et 14
(ii) Dossier R-3677–2008, pièce HQD-4, document 4, page 15
(iii) Dossier R-4270-2025, pièce B-6, pages 8 et 9

**Préambule :**

À la page 13 de la référence (i) HQTD mentionne :

*La provision de 8 M$ autorisée en 2009 par la Régie s'avère insuffisante en raison de l'augmentation des charges d'exploitation liés aux pannes observée* (sic) *au cours des dernières années. Ainsi, le Distributeur propose d'augmenter cette provision à 40 M$.*

À la page 14 de la référence (i), HQTD présente le tableau suivant montrant un historique des charges d'exploitation liées aux pannes majeures et mentionne :

Charges d'exploitation liées aux pannes majeures

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Moyenne † | Écart-type † |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Charges d'exploitation (M$)** | 20,1 | 19,8 | 38,5 | 59,9 | 18,0 | 13,6 | 126,3 | 77,2 | 43,5 | 55,0 | **41,5** | **21,7** |
| **Jours d'événements majeurs** | 17 | 8 | 16 | 10 | 9 | 6 | 18 | 13 | 11 | 11 | **12** | **s.o.** |

† Moyenne des années 2016 à 2025, en excluant les valeurs de 2021 (minimum) et 2022 (maximum), selon une méthodologie semblable à celle établie dans le dossier R-3677-2008

*L'analyse des données observées sur la période 2016-2025 met en évidence une volatilité accrue des charges d'exploitation liées aux pannes majeures, caractérisée par des valeurs minimales et maximales s'éloignant davantage de la moyenne, comme en témoignent les valeurs de 2021 et 2022, comparativement aux données observées sur la période 2001-2007.*

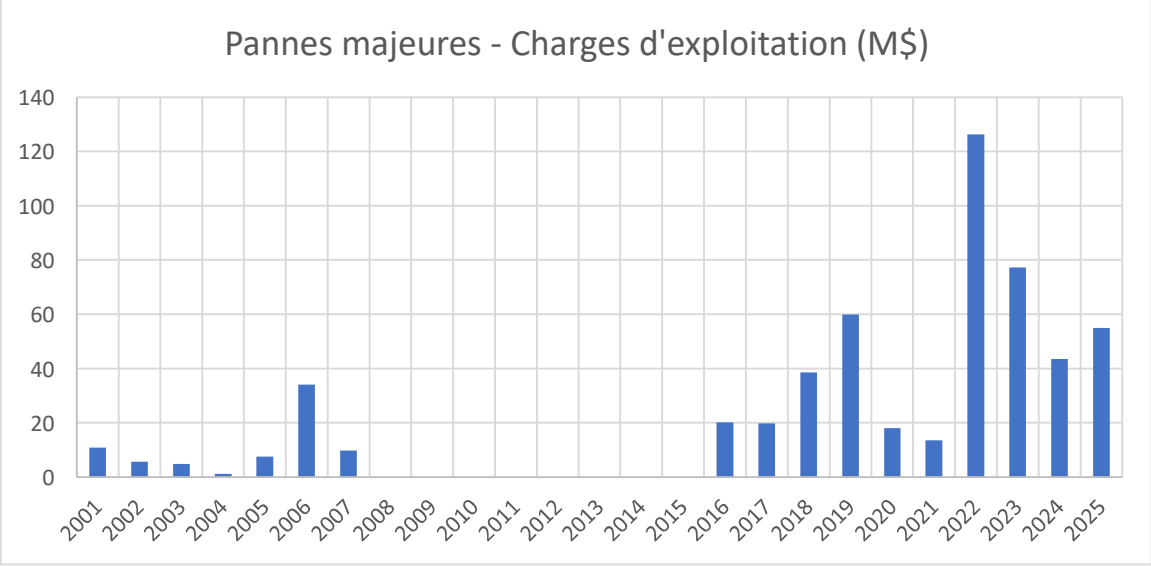
La référence (ii) présente le tableau reproduit ci-dessous qui montre la même information, mais pour la période 2001-2007

**TABLEAU 1**
**HISTORIQUE DES CHARGES GÉNÉRÉES PAR LES PANNES MAJEURES**

| | *2001* | *2002* | *2003* | *2004* | *2005* | *2006* | *2007* | *Référence* [1] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Charges (M$) | 10,8 | 5,6 | 4,8 | 1,2 | 7,6 | 34,1 | 9,6 | 7,7 |
| Journées d'événement majeur | 9 | 9 | 7 | 3 | 8 | 17 | 7 | 8 |

[1] Moyenne des données de 2001 à 2007 en excluant les années exceptionnelles qu'ont été 2004 et 2006, l'une pour le peu de pannes majeures et l'autre pour son nombre important.

À partir de ces données, l'AQCIE-CIFQ présente la figure suivante qui montre l'évolution des charges d'exploitation dues aux pannes majeures sur la période 2001-2025. On peut remarquer qu'il manque les données pour les années 2008 à 2015.



La page 9 de la référence (iii) présente le tableau suivant qui montre l'évolution des dépenses réelles pour le contrôle de la végétation notamment pour HQD sur la période 2019-2023 et la prévision des dépenses pour les années 2024 et 2025.

L'AQCIE-CIFQ constate une augmentation de plus du double des dépenses de HQD liées au contrôle de la végétation passant de 91 M$ en 2019 à 191 M$ en 2025.

**Tableau 1**
**Évolution des coûts unitaires (à coût complet)**
**de l'activité Maîtrise de la végétation entre 2019 et 2025**

| | Données réelles | | | | | Année de base | Témoin |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| **Transport** | | | | | | | |
| Coûts complets (M$) [1] | 26 | 38 | 50 | 60 | 61 | 72 | 82 |
| Hectares | 12 684 | 14 473 | 18 384 | 20 518 | 21 804 | 22 050 | 22 200 |
| **Coûts unitaires** | **2 050 $** | **2 626 $** | **2 720 $** | **2 915 $** | **2 802 $** | **3 278 $** | **3 703 $** |
| Augmentation coût unitaire vs 2019 | | | | | | | 81% |
| **Distribution** | | | | | | | |
| Coûts complets (M$) [1] | 91 | 112 | 136 | 134 | 163 | 171 | 190 |
| Nombre de portées (k) | 151 | 171 | 203 | 188 | 208 | 220 | 222 |
| **Coûts unitaires** | **603 $** | **657 $** | **670 $** | **711 $** | **785 $** | **778 $** | **857 $** |
| Augmentation coût unitaire vs 2019 | | | | | | | 42% |

1 - Les données à coûts complets ne sont pas disponibles avant 2022 et ont été estimées.

À la page 8 de la référence (iii), HQTD mentionne :

*L'accroissement des impacts provenant des changements climatiques apporte aussi une réévaluation des stratégies à employer afin de s'y adapter et de mitiger les risques que ceux-ci pourraient poser sur l'alimentation électrique des clients, ce qui engendrera des coûts plus élevés pour les prochaines années.*

**Demandes :**

**4.1** Veuillez préciser si la définition de « panne majeure » a été modifiée depuis 2001. S'il y a lieu, veuillez identifier les modifications et indiquer les impacts de celles-ci.

**4.2** Veuillez fournir les charges d'exploitation liées aux pannes majeures pour les années 2008 à 2015.

**4.3** Veuillez expliquer les fortes augmentations à partir de 2022.

**4.4** Étant donné l'augmentation importante des montants alloués au contrôle de la végétation notamment à partir de 2025, comment pouvez-vous justifier la provision de 40 M$ demandée liée aux pannes majeures?

## 5. Référence : (i) Pièce B-0004, page 14

**Préambule :**

La référence mentionne :

*Dans ce contexte, considérant cette volatilité accrue et afin de maintenir le mécanisme applicable aux coûts exceptionnels, tout en s'assurant que la provision, réévaluée à 40 M$, puisse permettre une récupération adéquate des charges d'exploitation associées aux pannes majeures, le Distributeur propose un mécanisme composé d'une fourchette de ± 20 M$ centrée autour du niveau de provision proposé de 40 M$. Cette amplitude de 20 M$ est établie en fonction de l'écart-type observé sur la période 2016-2025, après exclusion des extrema.*

La référence présente le tableau suivant qui illustre le mécanisme de la récupération proposée en utilisant les données de la période 2016-2025.

**Tableau 3 Illustration de la récupération basée sur les données 2016 à 2025 (M$)**

| Années | Charges d'exploitation liées aux pannes majeures | Récupération | | | Impact |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Provision | CER | Total | Surplus / (Manque à gagner) |
| 2016 | 20,1 | 40,0 | 0,0 | 40,0 | 19,9 |
| 2017 | 19,8 | 40,0 | (0,2) | 39,8 | 20,0 |
| 2018 | 38,5 | 40,0 | 0,0 | 40,0 | 1,5 |
| 2019 | 59,9 | 40,0 | 0,0 | 40,0 | (19,9) |
| 2020 | 18,0 | 40,0 | (2,0) | 38,0 | 20,0 |
| 2021 | 13,6 | 40,0 | (6,4) | 33,6 | 20,0 |
| 2022 | 126,3 | 40,0 | 66,3 | 106,3 | (20,0) |
| 2023 | 77,2 | 40,0 | 17,2 | 57,2 | (20,0) |
| 2024 | 43,5 | 40,0 | 0,0 | 40,0 | (3,5) |
| 2025 | 55,0 | 40,0 | 0,0 | 40,0 | (15,0) |
| **Total** | **471,9** | **400,0** | **74,9** | **474,9** | **3,0** |

L'AQCIE-CIFQ comprend que la simulation des années 2016-2025 est spécifique aux résultats réels observés durant cette période et ne saurait être une prévision des résultats réels futurs

**Demandes :**

**5.1** Veuillez justifier l'application du MTSM lié aux pannes majeures. Veuillez notamment indiquer si HQD a un certain contrôle sur les dépenses liées à ces pannes.

**5.2** Veuillez fournir un tableau semblable au tableau 3 pour chacune des fourchettes de 10, de 5, et de 0 M$.

**5.3** Veuillez justifier la fourchette de 20 M$.

## 6. Référence : Pièce B-0006, pages 14 et 15 (PDF)

**Préambule :**

À la page 14 de la référence, Brattle Group mentionne:

*The objective of the jurisdictional scan was to identify utilities that are most comparable to HQTD.*

À la page 15 de la référence, Brattle Group présente les entreprises retenues pour le balisage

**Demandes :**

**6.1** Pour chacune des entreprises retenues, veuillez indiquer s'il s'agit d'une entreprise semblable à HQTD, soit un monopole, sous contrôle étatique (le gouvernement étant l'actionnaire de contrôle) et soumis à une Régie.

**6.2** Pour chacune des entreprises, veuillez fournir les informations suivantes :

- Le ratio dette équité
- Le taux de rendement autorisée sur les capitaux propres pour l'année 2025 ou 2026
- La base de tarification en M$.
- Les frais d'exploitation en M$.

**7. Références :** (i) Pièce B-0008, pages 2 et 3
(ii) Pièce B-0006, page 16 (PDF)
(iii) Pièce B-0004, page 8

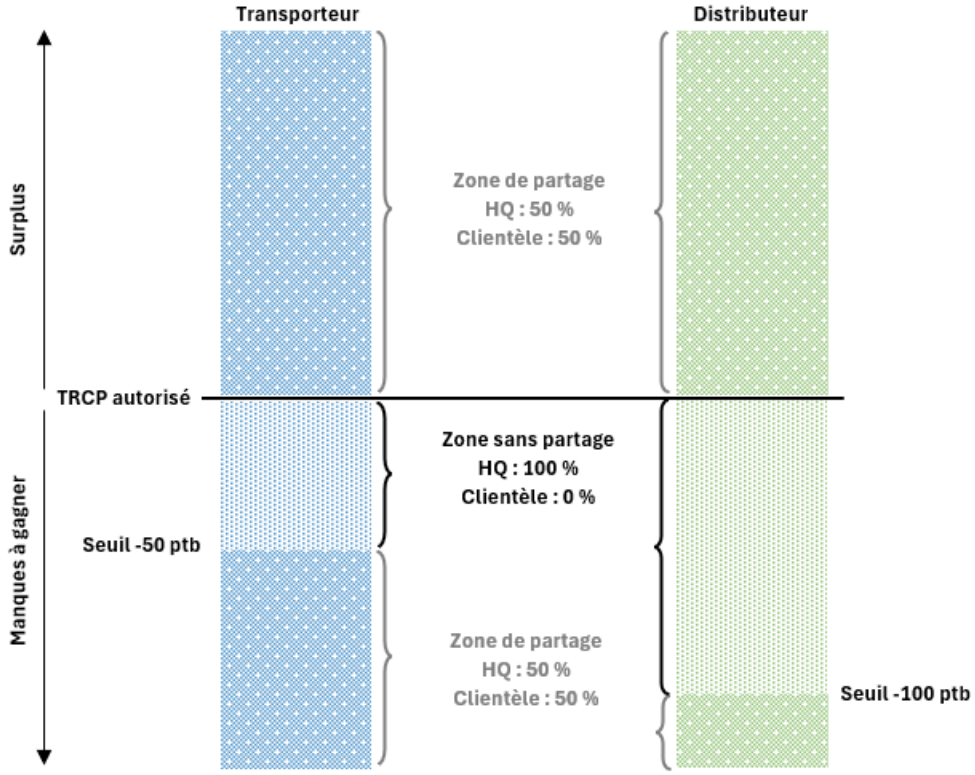
**Préambule :**

La référence (i) présente notamment les paramètres du ESM de chacune des juridictions retenues par Brattle Group

La référence (ii) mentionne:

*We found that, with one exception, all utilities within the scan had an asymmetrical ESM design. Only upside variations in earned ROE were considered for sharing in the ESM and downside variations were 100 percent to the account of the utility. FortisBC Inc. ("FortisBC") was the sole utility that operates under a symmetric ESM.*

La référence (iii) présente la Figure 1 reproduite ci-dessous qui illustre les paramètres proposés des MTSM du Transporteur et du distributeur.




**Demande:**

**7.1** Afin de bien comprendre les paramètres de chacun des ESM indiqués au tableau de la référence (i), veuillez présenter ces paramètres selon le modèle de la référence (iii) pour chacune des entreprises retenues.

## 8. Référence : Pièce B-0006, p. 21 (PDF)

**Préambule :**

La référence mentionne:

*Both HQD and HQT experienced variation in earned ROE. Since 2015, HQD's earned ROE was more variable than HQT's over the period reviewed.*

**Demande :**

**8.1** Veuillez fournir un historique du «ROE» (Rendement sur les capitaux propres) de HQD et de HQT sur la période 2015-2025 qui permet de confirmer l'affirmation de Brattle Group.

**9. Références :** (i) Pièce B-0006, p. 22 (PDF)
(ii) Pièce B-0004, page 9

**Préambule :**

À la référence (i) Brattle Group mentionne:

*We would generally expect HQD to experience greater variance between earned and authorized ROE compared to HQT. This is due to HQT being relatively insulated from variations in revenues, where a large portion of HQT's revenues are provided by HQD for native load transmission service and any variance in the remaining point-to-point transmission revenues are subject to DVA coverage.*

La référence (ii) présente les CER reconnus par le Régie et maintenus suivant l'entrée en vigueur de la Loi 24.

**Demande :**

**9.1** Considérant que l'existence de CER vient réduire les risques d'écart de rendement, veuillez préciser si l'affirmation prend en considération l'ensemble des CER du Transporteur et du Distributeur identifiés à la référence (ii). Veuillez expliquer votre réponse.

**10. Référence :** Pièce B-0006, p. 26 (PDF)

**Préambule :**

À la référence, Brattle Group mentionne:

***Did you take into consideration the design of this previously authorized ESM when determining your recommendations for HQD and HQT?***

*While we examined the structure of the previously authorized ESM, as noted in Section IV, given the unique circumstances that HQT and HQD find themselves in under the regime established by Law 24, it is most appropriate to design the ESM to address the particular set of circumstances HQD and HQT currently face. The ESM authorized in Decision D-2014-034 was authorized in a different regulatory context than what HQD and HQT currently operate in and they did not face the same set of unique circumstances and risks. Specifically, at the time of the previously authorized ESM, HQD and HQT did not have: specific language present in Sections 48 and 52.3 of the Act respecting the Régie de l'énergie regarding an ESM; rates for HQD and HQT were not set under a three-year forecast cost-of-service framework with limited ability to adjust rates during the period; and ESM and DVA balances did not accumulate over a full three-year rate period. Given this, we found it most appropriate to recommend an ESM design to account for the specific unique circumstances HQD and HQT operate in*. (Notre soulignement)

**Demande :**

**10.1** Étant donné que pour la première année de la révision tarifaire la précision des prévisions est la même que dans le cas du MTER actuel, pourrait-on envisager de retenir les modalités semblables au MTER actuel pour la première année et de fixer des modalités différentes pour les deux autres années de la révision tarifaire? Sinon, pourquoi?

**11. Références :** (i) Pièce B-0006, p. 36 (PDF)
(ii) Pièce B-0008, pages 2 et 3

**Préambule :**

À la référence (i), Brattle Group mentionne:

*We reviewed the Canadian utilities within the jurisdictional scan to determine whether their ESM were explicitly linked to any service quality indicators. We found that no utilities had this explicit link, regardless of whether they were regulated under a PBR or cost-of-service framework.*

Brattle Group mentionne que dans le cas des entreprises **canadiennes** retenues pour le balisage, les résultats d'un ESM ne sont pas liés à des indicateurs de qualité de service.

La référence (ii) présente les caractéristiques des entreprises retenues, notamment le « Regulatory Context ». L'AQCIE-CIFQ constate que cette caractéristique est très différente selon les entreprises canadiennes ou américaines.

**Demande :**

**11.1** Veuillez préciser si pour les entreprises américaines, les « ESM » sont liés à des indicateurs de qualité de service. Si cela ne s'avère le cas qu'à l'égard de certaines entreprises, veuillez les identifier.