

# Exigences et procédures relatives à la transmission de données et d'informations nécessaires à l'exploitation du réseau de transport principal de l'Interconnexion du Québec

*Préparé par :* David Lambert, ing.

*Révisé par :* Sophie Gagnon, ing. et Jean-Michaël Bissada, ing. jr

*Entrée en vigueur :* 2018-06-30

*Révision :* 2



# Table des matières

<b>Suivi des modifications</b> .....	<b>iv</b>
<b>1. Objectif</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Fonctions visées</b> .....	<b>5</b>
<b>3. Données et information pour la surveillance et le contrôle en temps réel</b> .....	<b>6</b>
3.1 Mesures et signalisation associées aux éléments RTP et hors RTP désignés .....	6
3.2 Mesures et signalisation associées aux délesteurs .....	8
3.3 Mesures et signalisation associées aux automatismes de réseau .....	9
3.4 Exigences de transmission des mesures .....	10
3.4.1 Mesures des grandeurs électriques .....	10
<b>4. Données de modélisation et résultats d'essais</b> .....	<b>12</b>
<b>5. Données et information liées à la gestion des retraits</b> .....	<b>14</b>
<b>6. Données prévisionnelles, moyens de gestion et autres données nécessaires à l'équilibre offre/demande</b> .....	<b>16</b>
6.1 Données nécessaires au calcul des réserves d'exploitation .....	16
6.2 Données nécessaires au calcul et à la correction de l'écart de réglage de la zone (ACE) .....	18
6.3 Prévision de la demande .....	19
6.3.1 Court terme .....	19
6.3.2 Long terme .....	21
6.4 Prévision de la production (Plan de production et de la réserve) .....	22
6.5 Prévision des échanges .....	23
6.6 Moyens de gestion .....	24
6.6.1 Séquence des moyens de gestion d'Hydro-Québec Production .....	24
6.6.2 Charges interruptibles .....	25
<b>7. Données et informations complémentaires</b> .....	<b>27</b>
7.1 Autres données et information aux fins d'analyse et de prévision .....	27
7.2 Documentation associée au fonctionnement des automatismes de réseau .....	28
<b>8. Notification lors d'une modification ou d'un changement d'état</b> .....	<b>29</b>
8.1 Temps réel .....	29
8.2 Temps différé .....	29
<b>9. Autres modalités</b> .....	<b>31</b>
9.1 Transmission de données .....	31
9.2 Conflits de données .....	31
9.3 Protocole de sécurité .....	31
<b>10. Références</b> .....	<b>32</b>

## Suivi des modifications

Version	Description des modifications	Date
1	Nouveau document	2016-12-23
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Le Coordonnateur de la fiabilité au Québec est désormais la direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau ;</li> <li>– Retrait de la référence à la norme IRO-010-1a ;</li> <li>– Document : Mise à jour des fonctions visées ; Retrait des fournisseurs de service de télécommunications et des fournisseurs de services informatiques ; Ajout des fournisseurs de service de transport (TSP) et du planificateur des ressources (RP) ; Ajout de titres à certains tableaux ;</li> <li>– Section 1 : Modification aux textes ;</li> <li>– Section 2 : Modification de la liste des entités visées ;</li> <li>– Section 3 : Restructuration des sous-sections ;</li> <li>– Section 3.1 : Ajout, des mesures et de la signalisation sont désormais exigées pour des éléments hors RTP désignés ; Modification de l'hyperlien pour l'accès aux fiches BENEX ; Retrait de la fiche portant sur les barres, car elle n'est pas nécessaire ; Retrait de la fiche sur les délesteurs, voir section 3.2 ;</li> <li>– Section 3.2 : Nouvelle section, <i>Mesures et signalisation associées aux délesteurs</i> ;</li> <li>– Section 3.4 : Nouvelle section, <i>Exigences de transmission des mesures</i> ;</li> <li>– Section 4 : Tableau, ajout de la colonne <i>Fonctions visées</i> ;</li> <li>– Section 5 : Modification au texte ; Tableau, fusion des lignes associées aux équipements de production et de transport ;</li> <li>– Section 6 : Restructuration de certains tableaux et modification aux textes ;</li> <li>– Section 7 : Restructuration de la section et modification aux textes ;</li> <li>– Section 8 : Nouvelle section, <i>Notification lors d'une modification ou d'un changement d'état</i> ;</li> <li>– Section 9 : Modification aux textes ; Modification de l'adresse courriel à laquelle les entités doivent transmettre les données et l'information ;</li> <li>– Section 10 : Mise à jour des références.</li> </ul>	2018-06-30

# 1. Objectif

Faire en sorte que la Direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau (CMÉER) d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) agissant à titre de coordonnateur de la fiabilité (RC), responsable de l'équilibrage (BA) et exploitant de réseau de transport (TOP) dispose, en vertu des normes de fiabilité IRO-010-2 et TOP-003-3, de toutes les données et information dont il a besoin pour surveiller et rencontrer ses obligations relativement au fonctionnement de l'Interconnexion du Québec, notamment, pour effectuer ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.

Ce document de spécification inclut, sans s'y limiter :

- une liste des données et des éléments d'information dont le RC, BA et TOP ont besoin, y compris les données hors RTP et des données de réseaux externes, selon ce que CMÉER juge nécessaire ;
- les modalités de notification de tout état ou dégradation des systèmes de protection et des automatismes de réseau ayant cours et qui pourrait nuire à la fiabilité du réseau ;
- la fréquence de transmission des données ;
- l'échéance à laquelle les données spécifiées doivent être transmises.

Plusieurs documents cités en référence expriment les besoins de données et d'information de CMÉER. Ce document se veut donc un document « intégrateur » regroupant l'ensemble des données et informations qui sont nécessaires à CMÉER afin d'assurer ses rôles de RC, de BA et de TOP.

De plus, le présent document élargit sa portée à d'autres fonctions que celles visées par les normes de fiabilité IRO-010-2 et TOP-003-3, et ce, en vertu d'autres normes applicables (voir la section [Références](#)).

Toute entité incapable de fournir les données ou informations exigées par le présent document à sa date d'entrée en vigueur doit en informer CMÉER dès que possible. Ensuite, l'entité doit convenir avec CMÉER d'un calendrier de transmission des données ou information au plus tard dans les deux mois suivant la date mise en vigueur de ce document.

Prendre note que ce document ne soustrait en aucun cas les entités visées à se conformer aux autres exigences des normes de fiabilité qui leur sont applicables. Les exigences relatives à la transmission de données et d'information telles que formulées dans ce document sont complémentaires à ce qui est exigé par les normes de fiabilité applicables.

Le présent document est disponible sur le site du Coordonnateur de la fiabilité du Québec à la section [Documentation](#).

---

## 2. Fonctions visées

Les entités qui exercent les fonctions suivantes ont à soumettre à CMÉER les données et informations identifiées dans le présent document lorsqu'elles sont concernées.

- Coordonnateurs de la fiabilité (RC) adjacents à l'Interconnexion du Québec
- Exploitants d'installation de transport (TOP) adjacents à l'Interconnexion du Québec (TOP-adj)
- Responsables de l'équilibrage (BA) adjacents à l'Interconnexion du Québec (BA-adj)
- Propriétaires d'installation de production (GO)
- Exploitants d'installation de production (GOP)
- Propriétaires d'installation de transport (TO)
- Responsable de l'approvisionnement (LSE)
- Distributeurs (DP)
- Coordonnateur de la planification (PC)
- Planificateur de réseau de transport (TP)
- Fournisseurs de service de transport (TSP)
- Planificateur des ressources (RP)

---

## 3. Données et information pour la surveillance et le contrôle en temps réel

Les mesures et la signalisation des éléments sont utilisées par le personnel exploitant ainsi que par plusieurs applications informatiques essentielles aux prises de décision des répartiteurs de CMÉER, et ce, en temps réel. Les mesures et signalisations doivent être transmises par point ICCP<sup>1</sup> ou par le moyen de communication précisé par CMÉER. Lorsque CMÉER fait une mise à jour des données et information à fournir ci-dessous, CMÉER accordera un délai raisonnable à l'entité pour soumettre les nouvelles mesures et signalisations.

### 3.1 Mesures et signalisation associées aux éléments RTP et hors RTP désignés

Le tableau suivant contient la liste des besoins normalisés d'exploitation d'HQT sous forme de fiches (BENEX) qui contiennent les exigences de CMÉER concernant les mesures et la signalisation en temps réel des éléments associés au réseau de transport principal (RTP).

Les fiches BENEX sont disponibles par l'entremise du lien suivant : [FICHES BENEX](#).

De plus, les mesures et la signalisation en temps réel de certains éléments désignés qui ne sont pas associés au RTP et qui sont exigées par CMÉER sont également indiquées dans ces fiches.

**Prendre note que la liste des éléments hors RTP pour lesquels des mesures ou de la signalisation sont requises est transmise à chaque entité visée par CMÉER.**

Ainsi, dans les fiches, les lettres en majuscules correspondent aux mesures et signalisations exigées pour les éléments RTP et les lettres en minuscule correspondent aux mesures et signalisations exigées pour les éléments hors RTP désignés.

---

<sup>1</sup> En anglais, *Inter-Control Center Communications Protocol*

**Tableau 3.1 : Mesures et signalisation associées aux éléments RTP et aux éléments désignés**

Élément	Fiche BENEX	Fonctions visées
<b>Alternateurs</b>	BNX-N-ALT	GOP
<b>Compensateurs série (CXC)</b>	BNX-N-CXC	TO/TOP-adj
<b>Compensateurs statiques (CLC)</b>	BNX-N-CLC	TO/TOP-adj
<b>Compensateurs synchrones (CS)</b>	BNX-N-CS	TO/TOP-adj
<b>Condensateurs (XC)</b>	BNX-N-XC_SHUNT	TO/TOP-adj
<b>Convertisseurs (GC)</b>	BNX-GC	TO/TOP-adj
<b>Disjoncteurs</b>	BNX-N-DISJ	GOP/TO/TOP-adj
<b>Éoliennes<sup>2</sup></b>	BNX-N-EOLIEN	GOP
<b>Inductances</b>	BNX-N-INDUCTANCE_SHUNT	GOP/TO/TOP-adj
<b>Lignes</b>	BNX-N-LIGNE	TO/TOP-adj
<b>Sectionneurs</b> (à l'exception des sectionneurs ne servant qu'à l'isolation d'un disjoncteur)	BNX-N-SECTIONNEUR	GOP/TO/TOP-adj
<b>Transformateurs</b>	BNX-N-TRANSFO_ART	GOP/TO/TOP-adj
<b>Centrales et barrage attenant</b>	BNX-N-CENTRALES	GOP
<b>Bâtiments</b>	BNX-N-BATIMENT	TO

<sup>2</sup> Toutes les mesures et signalisations requises des parcs éoliens sont regroupées sous la même catégorie d'équipement (Éoliennes).



### 3.2 Mesures et signalisation associées aux délesteurs

Les délesteurs ciblées sont ceux qui sont assujettis à des automatismes de réseau et au délestage en sous-fréquence.

Les TO et DP visés sont ceux qui sont propriétaires ou qui exploitent ces délesteurs.

Donnée/information	Unité de mesure	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de donnée/information (lorsqu'applicable)
Mesure de la tension du côté haute tension du poste où se situe le délesteur	kV	TO/DP	Aux 5 secondes	Protocole HQT « Délesteur série »	Sériel (RS-232)	N/A
Statut du délesteur (EN/HORS)	N/A	TO/DP				
Pour les postes témoins seulement (point calculé au CT utilisé par DCY), puissance active totale calculée de l'installation (somme puissance transformateur)	MW	TO/DP				

### 3.3 Mesures et signalisation associées aux automatismes de réseau

La liste des automatismes de réseau (RAS/SPS<sup>3</sup>) supervisés au centre de contrôle du réseau (CCR) de CMÉER peut être rendue disponible sur demande conditionnelle à une entente de confidentialité entre CMÉER et son demandeur. CMÉER se réserve tout de même le droit de fournir ou non cette liste si elle juge que les conditions exigées ne sont pas remplies à son entière satisfaction ou que les motifs de la demande ne sont pas justifiés.

Pour tous les automatismes de réseau (RAS/SPS) au Québec, une fiche BENEX existe et énonce les besoins de mesures et de signalisation de CMÉER. Par contre, tous les automatismes de réseau ont minimalement leur l'état EN/HORS signalé aux CCR. Les entités concernées par un ou plusieurs automatismes de cette liste seront contactées par CMÉER afin que celles-ci soient informées des besoins de mesures et de signalisation.

Donnée/information	Unité de mesure	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de donnée/information (lorsqu'applicable)
Statut des automatismes de réseau (RAS/SPS) et de leurs composants (EN/HORS circuit et dégradation)	N/A	GOP TO	Sur changement d'état	ICCP	N/A	N/A
Statut des automatismes de réseau (RAS/SPS) pouvant influencer les limites d'exploitation du réseau de transport principal ou des interconnexions ou la protection de l'intégrité de ses éléments contre des phénomènes réseaux sévères. (EN/HORS circuit et dégradation)	N/A	TOP-adj	Sur changement d'état	ICCP	N/A	N/A

Considérant que chaque automate de réseau possède des caractéristiques, des états et éléments de signalisation différents, il est essentiel de consulter les fiches BENEX de ces automatismes de réseau pour y connaître les autres informations devant être fournies.

<sup>3</sup> En anglais, *Remedial Action Scheme (RAS)*, *Special Protection System (SPS)*

### 3.4 Exigences de transmission des mesures

À moins d'instructions différentes de la part de la DPCMEER, les exigences de transmission des données sont détaillées ci-après.

#### 3.4.1 Mesures des grandeurs électriques

##### 3.4.1.1. Incertitude de la chaîne de mesure

Le tableau ci-dessous indique l'incertitude tolérée en fonction de chaque paramètre de mesure.

Caractéristiques d'incertitude sur la lecture			
Paramètres	Plage Pu	Chaîne analogique ±% Lecture (RSS <sup>4</sup> )	Chaîne DEI <sup>5</sup> ±% Lecture (RSS)
Tension	1,1	≤ 1,25	≤ 0,85
	1	≤ 1,3	≤ 0,85
	0,9	≤ 1,35	≤ 0,85
Courant	1	≤ 1,15	≤ 0,75
	0,6	≤ 1,55	≤ 0,75
	0,2	≤ 3,3	≤ 0,92
Puissance active ±	1	≤ 1,4	≤ 1
	0,5	≤ 1,95	≤ 1
	0,1	≤ 6,25	≤ 1
Puissance réactive ±	1	≤ 1,4	≤ 1,75
	0,5	≤ 1,95	≤ 1,75
	0,1	≤ 6,25	≤ 1,75
Fréquence (alternateur)	1,08	≤ 0,3	≤ 0,2
	1	≤ 0,35	≤ 0,2
	0,92	≤ 0,35	≤ 0,2
Fréquence (réseau)	1,08	≤ 0,3	≤ 0,2
	1	≤ 0,35	≤ 0,2
	0,92	≤ 0,35	≤ 0,2
Énergie		En conformité avec les besoins Hydrologie et Obligations d'Affaires et les exigences de Mesures Canada	

**Note 1 :** Ces prescriptions ne considèrent pas l'incertitude engendrée par la bande morte. La valeur affichée pouvant varier de la valeur réelle si celle-ci est à l'intérieur de la bande morte définie à l'article 3.4.1.3.

4 En anglais, *Root Sum Square*

5 Dispositif électronique intelligent. Les DEI reçoivent des données provenant de capteurs, d'équipements (électriques et mécaniques) et ils peuvent émettre des commandes de contrôle, telles que le déclenchement des disjoncteurs s'ils détectent des anomalies dans la tension, le courant ou d'élever/abaisser les niveaux de tension afin de maintenir le niveau souhaité. Les types de DEI sont des relais de protection, des contrôleurs de changeur de prises, des réenclencheurs, des régulateurs de tension, des unités de surveillance de températures, etc.

**Note 2 :** Une valeur seuil minimale d’affichage de 0,5% du nominal est permise, en dessous de cette valeur, on autorise un affichage zéro.

Les incertitudes des chaînes de mesure des lignes d’interconnexion doivent être définies lors de la conception.

### 3.4.1.2. Unités de grandeurs et résolution des mesures

Le tableau ci-dessous indique le préfixe, le symbole et la résolution désirée pour chaque paramètre.

Paramètres	Préfixe et symbole de l’unité	Résolution (affichage)
Tension $> 44\text{kV}$	kV	Unitaire
Tension $\leq 44\text{kV}$	kV	Dixième
Tension s.a. 600 V	V	Unitaire
Courant	A	Unitaire
Puissance active et réactive	MW, MX	Dixième
Puissance active et réactive s.a 600 V.	kW, kX	Dixième
Énergie	MWh	Unitaire
Fréquence <sup>Note3</sup>	Hz	Dixième

**Note 3 :** Plage désirée : 55 à 65 Hz.

### 3.4.1.3. Bande morte

La bande morte de tous les paramètres de mesure ne doit pas excéder quatre dixièmes de un pour cent (0,4 %) de la pleine échelle. La bande morte est généralement fixée à 4 comptes sur 1600, soit 0,25 %.

### 3.4.1.4. Disponibilité

Lors d'une panne de l'alimentation auxiliaire c.a., globale ou partielle, toutes les mesures doivent demeurer fonctionnelles. À la commande au tableau<sup>6</sup>, une mesure de repli est requise. La mesure peut provenir d'un appareil de mesure dédié, d'un relais de protection ou d'un dispositif électronique intelligent (DEI). Lorsque la mesure provient d'un relais de protection et qu'il y a deux protections (A et B), la mesure par défaut à la commande centralisée doit provenir de la protection A et en repli de la protection B, un dispositif automatique doit permettre la permutation. Pour les départs de ligne moyenne tension<sup>7</sup> ayant deux disjoncteurs (2) sous enveloppes métalliques, la mesure de courant de chaque disjoncteur est requise à la commande au tableau et les courants doivent être sommés à la commande centralisée<sup>8</sup>.

6 Commande à partir d’un tableau, d’un panneau de l’installation ou d’une armoire de services auxiliaires.

7 Partie du réseau dont la tension nominale entre phases se situe entre 750 V et 34,5 kV inclusivement.

8 Niveau de commande principal de l’installation. Regroupe tous les éléments requis pour l’exploitation et est située à la salle de commande du bâtiment principal.

## 4. Données de modélisation et résultats d'essais

Les données de modélisation validées des éléments qui composent le réseau de transport principal doivent être rendues accessibles à CMÉER par le Coordonnateur de la planification (PC) pour l'Interconnexion du Québec. Ces données servent, entre autres, aux outils informatiques du CCR qui sont utilisés pour réaliser des évaluations dans un horizon temps réel et prévisionnel. Ces outils sont essentiellement utilisés pour l'analyse du réseau pré et post contingence. Ils servent entre autres à calculer les limites de stabilité.

**Tableau 4.1: Données relatives à la modélisation du réseau de transport**

Élément à modéliser	Fonctions visées	Paramètres à fournir	Format et méthode de transmission des données	Fréquence de mise à jour et échéance lorsqu'applicable
<b>Production</b> (alternateurs, transformateurs élévateurs, etc.)	PC	Voir section 3 *	Voir section 7*	Voir section 7.2*
<b>Transport</b> (lignes, transformateurs, barres, inductances, éléments de compensation, etc.)	PC	Voir section 4*	Voir section 7*	Voir section 7.2*
<b>Modélisation de la charge</b>	PC	Voir section 5*	Voir section 7*	Voir section 7.2*

\* Document : [Exigences et procédures relatives à la transmission de données pour la modélisation du réseau de transport](#)

Les données associées aux essais définis dans la procédure [IQ-P-001](#) *Vérification des puissances actives et réactives maximales des installations de production et des compensateurs synchrones faisant partie du RTP* doivent être transmises à CMÉER tel qu'indiqué au tableau suivant.

**Tableau 4.2 : Données relatives à la vérification de la puissance active et réactive maximale**

Donnée/information	Unité de mesure	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Données de la vérification collective de puissance active et réactive maximale	MW/Mvar	GO				
Données de la vérification individuelle de puissance active et réactive maximale	MW/Mvar	GO TO				

Voir document [IQ-P-001](#)

---

## 5. Données et information liées à la gestion des retraits

Les entités visées par ce document, autres que les divisions d'Hydro-Québec, possèdent un document nommé « instruction commune » qui est signé par l'entité et HQT et qui comporte une section traitant de la gestion des retraits. Ainsi, les exigences de données et d'information requise par CMÉER sont détaillées dans chacune de ces instructions communes et il est requis que ces entités fournissent ces données et informations tel que convenu dans les instructions communes.

La gestion des retraits d'exploitation à HQT est encadrée par la norme TEC-GES-N-02 *Gestion des retraits d'exploitation* et la directive d'exploitation GEN-D-007 *Retraits de l'exploitation nécessitant une approbation de DCMÉ*. La gestion des retraits d'exploitation à HQP est encadrée par la procédure PP-01-00-00 *Gestion des demandes de retrait production*.

Les retraits peuvent être demandés pour des raisons de maintenance (planifiée ou non), de pérennité ou de croissance, mais ceux-ci doivent être coordonnés afin d'assurer l'exploitation fiable et sécuritaire du réseau de transport principal. Les demandes de retrait en urgence doivent être également acheminées à CMÉER.

Tableau 5.1 : Données et information liées à la gestion des retraits

Donnée/information	Unité de mesure	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Éléments RTP et hors RTP désignés	N/A	GO ou GOP associé TO TOP-adj	Planification annuelle OU Demande de retrait non planifiée, planifiée ou en urgence	Téléphone, courriel, interface web (interne HQ)		Voir documents mis en référence précédemment
Équipement <sup>9</sup> associé à un système de télécommunication, d'automatismes de réseau (RAS/SPS) ou de protection	N/A	GO ou GOP associé TO TOP-adj	Planification annuelle OU Demande de retrait non planifiée, planifiée ou en urgence	Téléphone, courriel, interface web (interne HQ)		Voir documents mis en référence précédemment

<sup>9</sup> Le retrait de ce type d'équipement peut avoir des impacts sur les automatismes de réseau (RAS/SPS) et/ou les protections qui sont utilisés pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau de transport principal et des interconnexions ainsi que des équipements associés. Dès qu'un composant de ces systèmes n'est pas en mesure d'accomplir sa fonction, son état doit être signalé immédiatement, sans délai intentionnel, à CMÉER.



## 6. Données prévisionnelles, moyens de gestion et autres données nécessaires à l'équilibre offre/demande

### 6.1 Données nécessaires au calcul des réserves d'exploitation

Donnée/ information	Unité de mesure	Fonctions visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Puissance effective normale par alternateur	MW	GOP	Au moins une fois l'heure	Transfert informatique ou module de calcul dynamique	Valeur numérique ou données nécessaires à son calcul	N/A
Puissance effective de stabilité par alternateur ou données nécessaires à son calcul en temps réel	MW	GOP	Au moins une fois l'heure	Transfert informatique ou module de calcul dynamique	Valeur numérique ou données nécessaires à son calcul	N/A
Limite de réglage haute pour les centrales RFP	MW	GOP	Au moins une fois l'heure	Transfert informatique ou module de calcul dynamique	Valeur numérique ou données nécessaires à son calcul	N/A

<b>Donnée/ information</b>	<b>Unité de mesure</b>	<b>Fonctions visées</b>	<b>Fréquence de mise à jour</b>	<b>Protocole de communication ou méthode d'échange</b>	<b>Format</b>	<b>Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)</b>
Limite de réglage basse pour les centrales RFP	MW	GOP	Au moins une fois l'heure	Transfert informatique ou module de calcul dynamique	Valeur numérique ou données nécessaires à son calcul	N/A
Puissance rappelable ou charge pouvant être interrompue en moins de 10 et 30 minutes	MW	BA-adj	Au moins une fois l'heure	Programmes d'échanges avec un réseau voisin ou valeur contractuelle convenue avec un client	Programme horaire en fichier texte ou via étiquettes WebTag	N/A
Puissance appelable en moins de 10 et 30 minutes	MW	BA-adj	Au moins une fois l'heure	Programmes d'échanges avec un réseau voisin ou valeur contractuelle convenue avec un client	Programme horaire en fichier texte ou via étiquettes WebTag	N/A

## 6.2 Données nécessaires au calcul et à la correction de l'écart de réglage de la zone (ACE)

Pour contrôler la fréquence, le réseau dispose de deux systèmes : la régulation primaire qui est associée au contrôle actif de la régulation de vitesse et la régulation secondaire qui est liée à un automatisme nommé « Réglage Fréquence-Puissance (RFP) ». Les données exigées ci-dessous sont reliées à la régulation secondaire, soit l'automatisme RFP.

Donnée/ information	Unité de mesure	Fonctions/ Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Fréquence	Hz	HQT (TO)	< 1 sec	Échange interdirection CMÉ – HQT (TO)	N/A	N/A
État d'asservissements des groupes à l'automatisme RFP	EN/HORS	GOP participant au RFP	Sur changement d'état	ICCP	N/A	N/A

La production réelle des groupes est également nécessaire à l'automatisme RFP, par contre, cette donnée est déjà exigée par les fiches BENEX énoncées à la section 3.

La précision des données mesurées doit demeurer dans les plages définies à la section 3.4.

## 6.3 Préviation de la demande

Prendre note que les données/informations exigées à cette section servent à établir la prévision de la demande énergétique de l'Interconnexion du Québec (Besoins Québécois). Si le responsable de l'équilibrage a besoin de données/informations additionnelles, ces dernières peuvent être complétés sur demande, tel que le prévoit la norme de fiabilité [MOD-031-2](#).

### 6.3.1 Court terme

#### 6.3.1.1 Préviation des Besoins Québécois (BQ)

Prendre note que les données/informations énumérées ci-dessous ne contiennent pas les données météo qui sont obtenues via des services publics/gouvernementaux (ex. : Environnement Canada).

Cette section inclut les données et les informations nécessaires afin que CMÉER puisse déterminer les variations prévues de la consommation horaire des grands clients<sup>10</sup> pour les 42 jours à venir et les variations réelles validées de consommation horaire pour les 7 derniers jours par région BQ et sous-réseaux. De plus, les données de consommations sont calculées en tenant compte des données réelles horaires provenant du système d'acquisition de CMÉER.

Les données ou informations requises peuvent être transmises à CMÉER par l'entremise d'Hydro-Québec Distribution (HQD) lorsqu'il existe une entente entre un DP et HQD.

---

<sup>10</sup> Un grand client correspond à tout client dont la consommation est de 5 MW ou plus.

Donnée/ information <sup>11</sup>	Unité de mesure	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Consommation -7 jours horaire réelle des grands clients	MW	DP	Deux fois par jour  ET sur demande	Transfert informatique  Courriel ou téléphone (sur demande)	Oracle  Fichier (sur demande)	8h00  et  14h00
Prévision ponctuelle et par mois calendrier des variations de consommations (baisses et interruptions) des grands clients	MW	DP	Hebdomadaire  ET sur demande	Courriel	Fichier	
Énergies quotidiennes et mensuelles des compteurs	MWh	GOP TO pour les lignes inter- TO	Deux fois par jour	Bus d'intégration (Échanges internes HQT)	XML	8h00  et  14h00
Énergies mensuelles des compteurs par mois calendrier	MWh	GOP TO pour les lignes inter- TO	Mensuelle	Courriel	Fichier	Première semaine du mois suivant

<sup>11</sup> La prévision du BQ est calculée en tenant également compte des éléments suivants fournis par CMÉER à chaque 5 minutes : Réel brut -1 jour aux minutes de la consommation par région BQ et sous-réseaux et Calculs, configurations, ajustements et corrections horaires.

### 6.3.2 Long terme

Donnée/ information <sup>12</sup>	Unité de mesure	Fonctions/ Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Prévision mensuelle sur deux ans de la charge locale du Transporteur <sup>13</sup> en énergie et en puissance	MW et GWh	DP	Exercice de planification annuelle	Courriel	Fichier Excel	Fin juillet
Prévision sur dix ans de la charge locale du Transporteur en énergie et en puissance	MW et GWh	DP	Exercice de planification annuelle	Courriel	Courriel	Fin juillet
Puissance de pointe normalisée d'une artère raccordée à un délesteur	MW	DP	Annuelle	Courriel	Fichier Excel	1 <sup>er</sup> octobre de chaque année civile
Priorisation de l'artère	Rang	DP	Annuelle	Courriel	Fichier Excel	1 <sup>er</sup> octobre de chaque année civile

12 Les données Long terme comprennent également les calculs, configuration et ajustements horaires et hebdomadaires fournis par CMÉER sur une base annuelle à la fin septembre.

13 Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité tel que défini dans la Loi sur la Régie de l'énergie du Québec (R-6.01).

## 6.4 Prévion de la production (Plan de production et de la réserve)

Les données ou informations requises peuvent être transmises à CMÉER par l'entremise d'Hydro-Québec Distribution (HQD) ou Hydro-Québec Production (HQP) lorsqu'il existe une entente entre un GOP et HQD ou un GOP et HQP.

Donnée/ information <sup>14</sup>	Unité de mesure	Fonctions/ Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Production éolienne (par parc et/ou groupe consolidé)	MW	GOP	Corrigé à chaque heure pour un horaire de 7 jours	Service web/transfert informatique	Fichier contenant les programmes horaires	N/A
Programme de production prévu des centrales au fil de l'eau et des petites centrales (maximum et prévu)	MW	GOP	Au moins une fois par jour pour les 240 prochaines heures	Service web/transfert informatique	Fichier contenant les programmes horaires	Avant 10 h AM
Programme de production prévu du thermique	MW	GOP	Une fois par jour pour les 240 prochaines heures	Service web/transfert informatique	Fichier contenant les programmes horaires	N/A
Prévion et réel validé -1 à +28 jours horaire des producteurs privés par région BQ et sous- réseaux	MW	GOP	Deux fois par jour  Deux fois par jour	FTP  ou SFTP	ASCII	9h00  et 14h00

<sup>14</sup> En cas de perte d'acquisition en temps réel, la prévion des puissances maximales des centrales RTP est utilisée comme valeur par défaut. Cette information est fourni par CMÉER une fois par jour pour les 240 prochaines heures avant 10 h AM.

## 6.5 Prévion des échanges

Donnée/ information	Unité de mesure	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Prévision d'échange	MW	TSP	Une fois par jour pour les 240 prochaines heures	Service web/transfert informatique	Fichier contenant les programmes horaires	N/A
Prévision d'un an des producteurs privés horaires	MW	GOP	6 mois	Courriel	Fichier Excel	Fin juillet et Fin janvier
Liste officielle présente et à venir des producteurs privés		RP	Sur demande	Courriel	Fichier Excel	



## 6.6 Moyens de gestion

### 6.6.1 Séquence des moyens de gestion d'Hydro-Québec Production

Donnée/ information	Unité de mesure	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Liste des moyens de gestion <sup>15</sup>	N/A	HQP (GOP)	Une fois l'heure	FTP ou SFTP	.CSV	À la minute 40 de chaque heure

<sup>15</sup> Cette liste contient les charges interruptibles qui possèdent une entente avec Hydro-Québec Production (HQP). Prendre note que les données/information exigées à la section 6.6.2 sont également requise pour ces charges interruptibles.

### 6.6.2 Charges interruptibles

Hydro-Québec Production (HQP) est le seul exploitant d'installations de production (GOP) à transmettre les données de charges interruptibles afin de fournir ses services d'exploitation en réseaux interconnectés (réserves d'exploitation).

Prendre note que toute modification au programme des charges interruptibles ne devrait être permise qu'entre le 31 mars et le 1<sup>er</sup> décembre afin d'assurer la qualité de la prévision de la demande en période de pointe.

De plus, tout changement au programme doit être transmis par courriel à CMÉER avec un préavis d'au moins une semaine.

Donnée/ information	Unité de mesure	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Délai du préavis pour les jours de semaine	h	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 <sup>er</sup> décembre de chaque année civile
Délai du préavis pour les jours de fin de semaine	Heure/ jour	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 <sup>er</sup> décembre de chaque année civile
Nombre maximal d'interruptions par jour	Entier	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 <sup>er</sup> décembre de chaque année civile
Délai minimal entre 2 interruptions	h	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 <sup>er</sup> décembre de chaque année civile

<b>Donnée/ information</b>	<b>Unité de mesure</b>	<b>Entités visées</b>	<b>Fréquence de mise à jour</b>	<b>Protocole de communication ou méthode d'échange</b>	<b>Format</b>	<b>Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)</b>
Nombre maximal d'interruptions par période d'hiver	Entier	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 <sup>er</sup> décembre de chaque année civile
Durée d'une interruption	h	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 <sup>er</sup> décembre de chaque année civile
Durée maximale des interruptions par période d'hiver	h	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 <sup>er</sup> décembre de chaque année civile
Période de validité du contrat	jours ou mois	HQD (DP/RP) HQP (GOP)	Annuelle ou sur modification	Courriel	Fichier	1 <sup>er</sup> décembre de chaque année civile

## 7. Données et informations complémentaires

### 7.1 Autres données et information aux fins d'analyse et de prévision

D'autres données et information sont également exigées à des fins d'analyse et de prévision. Les données énumérées ci-dessous sont nécessaires au bon fonctionnement de multiples applications de CMÉER (ex. surveillance climatique). Ces applications sont consultées par les exploitants pour aider à la prise de décision. CMÉER avisera le propriétaire d'installations de transport (TO) et le propriétaire d'installations de production (GO) de la liste des installations ciblées 24 mois précédant le besoin d'obtenir ces données.

Donnée/ information	Unité de mesure	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Phaseur ou données nécessaires au calcul du décalage angulaire	Valeur réelle et imaginaire de la tension	TO	1/60 sec	Macrodyne OU équivalent (ex. : C37.118)	Macrodyne ou données équivalentes (ex. synchrophaseur; PMU)	N/A
Taux de distorsion harmonique de la tension OU données nécessaires à son calcul (ex. : valeur des harmoniques pairs)	%  (ou valeur réelle et imaginaire des harmoniques)	TO	< 5 sec	Macrodyne ou équivalent	Macrodyne ou équivalent	N/A
Latitude/longitude de la foudre	Degrés	TO	Sur détection	Modem	Propriétaire	N/A

Donnée/ information	Unité de mesure	Entités visées	Fréquence de mise à jour	Protocole de communication ou méthode d'échange	Format	Date d'échéance pour la transmission de l'information (lorsqu'applicable)
Moment de la foudre	Mois/jour/heure/ minute/sec/msec	TO	Sur détection	Modem	Propriétaire	N/A
Intensité de la foudre	kA	TO	Sur détection	Modem	Propriétaire	N/A
Température	Degré C	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Humidité	%	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Vitesse du vent	m/s	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Direction du vent	degrés	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Nombre de réinitialisation du capteur de givre	entier	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
Poids accumulé par la glace	Newton (Capteur de force)	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A
État fonctionnel des capteurs de mesures	En panne, en alarme, normal	TO	<1 minute	Modem	Propriétaire	N/A

## 7.2 Documentation associée au fonctionnement des automatismes de réseau

Les entités propriétaires d'un ou de plusieurs automatismes de réseau (RAS/SPS), visés par la section 3.3 du présent document, doivent également faire parvenir la documentation technique décrivant le fonctionnement logique de ces automatismes à CMÉER. Les formats de fichier de la suite Microsoft Office et les formats PDF sont acceptés.

## 8. Notification lors d'une modification ou d'un changement d'état

### 8.1 Temps réel

Lors d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémesure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre CMÉER et un GOP, un TO ou un TOP adjacents, ces derniers doivent aviser immédiatement le répartiteur CCR.

Référence : [TOP-001-3](#) Exigence 9.

Le TOP adjacent et le BA adjacent doivent aviser le répartiteur CCR d'un changement d'état de leur automatisme de réseau (SPS/RAS) et des systèmes de protection dans leur zone ou de toute dégradation de ceux-ci qui touche l'Interconnexion du Québec. Le TOP adjacent et le BA adjacent doivent prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.

Référence : [PRC-001-1](#) Exigence 6, [TOP-003-3](#) Exigences 1, 1.2, 2 et 2.2, [TOP-001-3](#) Exigences 10 et 10.2.

Le GOP et le TO doivent aviser le répartiteur d'un changement d'état de leur automatisme de réseau (SPS/RAS) et des systèmes de protection ou de toute dégradation de ceux-ci qui réduit la fiabilité du réseau. Le GOP et le TO doivent prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.

Référence : [PRC-001-1](#) Exigences 2, 2.1, 2.2 et 6, [TOP-003-3](#) Exigences 1, 1.2 et 2.2, [TOP-001-3](#) Exigences 10, 10.1 et 11.

Toutes modifications aux caractéristiques assignées d'un élément survenant en temps réel doit être signalées au répartiteur (ex. : restriction d'un groupe de production) par le GOP et le TO.

### 8.2 Temps différé

Le GO et le TO doivent fournir les caractéristiques assignées des éléments des installations qu'il possède à part entière ou en copropriété qui sont nouvelles, modifiées ou reclassées à CMÉER au moins 3 mois précédents la mise en service. S'il y a lieu, au même moment, ces entités doivent également fournir la désignation de l'élément le plus restrictif des installations.

Référence : [FAC-008-3](#) Exigences 7 et 8.

Le TO, GO, GOP ou le DP qui effectue une déclaration en vertu de la norme [EOP-004-2](#) aux organismes de fiabilité doit immédiatement faire parvenir une copie de sa déclaration à CMÉER.

Référence : [EOP-004-2](#) Exigences 1 et 2.

Le GOP, le TO et le TOP adjacent doivent coordonner tous les nouveaux systèmes de protection et toutes les modifications de système de protection avec CMÉER au moins 3 mois précédant leur mise en service.

Le GOP doit aviser au préalable CMÉER des changements dans les conditions de production ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux systèmes de protection d'un TO, et ce, par courriel à l'adresse spécifiée à la section 9 du présent document.

Le TOP adjacent doit aviser au préalable CMÉER des changements dans les conditions de production, de transport, de charge ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux systèmes de protection d'un TO, et ce, par courriel à l'adresse spécifiée à la section 9 du présent document.

*Référence : [PRC-001-1](#) Exigences 3, 4 et 5.*

Tout ajout, remplacement, modification ou démantèlement d'un élément d'une installation ou d'un automatisme de réseau (RAS/SPS) doit être signalé à CMÉER par le GO et le TO au moins 3 mois précédant la mise en service ou le démantèlement de l'élément, et ce, par courriel à l'adresse spécifiée à la section 9 du présent document.

Tout ajout, remplacement, modification ou démantèlement d'un élément d'une installation ou d'un automatisme de réseau (RAS/SPS) doit être signalé à CMÉER par le TOP adjacent et le BA adjacent au moins 3 mois précédant la mise en service ou le démantèlement de l'élément si cela touche l'Interconnexion du Québec, et ce, par courriel à l'adresse spécifiée à la section 9 du présent document.

## 9. Autres modalités

CMÉER a spécifié dans ce document, lorsque disponible, les formats des données, les protocoles de communication ou méthode d'échange qui lui sont acceptables. Si une entité souhaite proposer autre chose, elle doit soumettre une demande à l'adresse courriel indiquée à la section suivante.

### 9.1 Transmission de données

La transmission de données et d'information peut se dérouler conformément aux modalités déjà en place avec les entités. Toutes les communications relatives aux exigences et procédures relatives à la transmission de données et d'information nécessaires à l'exploitation du réseau de transport principal de l'Interconnexion du Québec en temps différé doivent être envoyées à l'adresse courriel suivante :

[CMEDonneespourlafiability@hydro.qc.ca](mailto:CMEDonneespourlafiability@hydro.qc.ca)

Advenant un problème de nature informatique ou de télécommunication empêchant la transmission des données en temps réel à CMÉER, chaque entité doit communiquer avec CMÉER directement ou via les places d'affaires régionales d'HQT selon les modalités entendues dans les instructions communes.

### 9.2 Conflits de données

Si CMÉER détecte un conflit de données, cette dernière entrera en communication avec l'entité concernée. CMÉER collaborera avec l'entité afin de résoudre le conflit de données d'une façon qui sera acceptable pour les deux parties et qui assurera la fiabilité du réseau de transport principal.

### 9.3 Protocole de sécurité

L'échange de données entre CMÉER et les coordonnateurs de la fiabilité (RC), les exploitants de réseau de transport (TOP) et les responsables de l'équilibrage (BA) adjacents à l'Interconnexion du Québec se fait par le réseau NERCnet. La NERC est chargée du soutien technique et de l'entretien du réseau NERCnet.

Les différentes unités d'Hydro-Québec peuvent aussi soumettre leurs données au moyen du logiciel de stockage de fichiers d'Hydro-Québec *HydroDoc (Enterprise Connect)*.

CMÉER s'assurera que la transmission des données se fera selon le protocole de sécurité choisi d'un commun accord avec les autres entités.



---

## 10. Références

- [1] [BAL-005-0.2b](#) *Réglage automatique de la production*
- [2] [EOP-004-2](#) *Déclaration des événements*
- [3] [FAC-008-3](#) *Caractéristiques assignées des installations*
- [4] [IRO-010-2](#) *Spécification et collecte des données du coordonnateur de la fiabilité*
- [5] [IRO-017-1](#) *Coordination des retraits*
- [6] [MOD-020-0](#) *Fourniture des données des demandes interruptibles et de la gestion des charges modulables aux répartiteurs et aux coordonnateurs de la fiabilité*
- [7] [MOD-025-2](#) *Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones*
- [8] [MOD-031-2](#) *Demand and Energy Data* (pour les données et informations récurrentes exigées par le BA)
- [9] [MOD-032-1](#) *Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques*
- [10] [PRC-001-1](#) *Coordination de la protection du réseau*
- [11] [TOP-001-3](#) *Opérations de transport*
- [12] [TOP-003-3](#) *Données sur la fiabilité de l'exploitation*
- [13] [Exigences et procédures relatives à la transmission de données pour la modélisation du réseau de transport](#)
- [14] [IQ-P-001](#) *Vérification des puissances actives et réactives maximales des installations de production et des compensateurs synchrones faisant partie du RTP*