

**Réponses aux engagements  
du Coordonnateur de la fiabilité  
de la séance de travail tenue le 23 janvier 2020**



### **Engagement #1.**

Veillez présenter votre compréhension à l'égard du délai pour appliquer des correctifs aux installations, comme prémisse pour l'évaluation de l'impact faible de la norme, en lien avec l'exigence E4.

#### **R1**

À la lecture de l'exigence E4, le Coordonnateur comprend que chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit mettre en œuvre un plan d'actions correctives selon les activités et le calendrier qui y sont prévus. Le plan d'actions correctives est développé dans les six mois après avoir déterminé qu'un relais de protection sensible à la charge ne répond pas aux critères de l'annexe B de la norme en vertu de l'exigence E3. L'exigence E3 ne précise pas de contraintes quant au calendrier du plan d'actions correctives. Cependant, une entité avisée prioriserait à cette étape-ci les actions correctives en tenant compte notamment des risques de fiabilité. Aussi l'exigence E4 permet la révision des activités et du calendrier, et ce, jusqu'à complétion des activités. Conséquemment, l'impact d'un remplacement de relais, par exemple, peut devenir faible en s'assurant que le calendrier du plan d'actions correctives tient en compte de la pérennité du relais.

### **Engagement #2.**

Solliciter auprès de RTA le nombre et la nature des installations visées par la norme PRC-026-1 sur son réseau.

#### **R2**

**Le Coordonnateur a reçu la description suivante de l'entité RTA pour ses installations visées :**

**« Seules les lignes 65 et 66 de RTA ont été identifiées par le Coordonnateur de la planification. Celles-ci sont classées RTP au registre des entités.**

Les lignes 65-66 sont deux circuits 161 kV supportés par la même série de pylônes d'acier entre les postes Du Portage (DP) et de l'Usine Jonquière (UJ) et sur lesquelles il y a deux dérivations en « T » : la première sert à l'alimentation du client « Elkem » d'Hydro-Québec Distribution (HQD) et la deuxième sert au raccordement de la centrale « Smelter Power » qui est également un client de HQD.

Chacun de ces clients peut être raccordé sur l'un ou l'autre des deux circuits (65-66). La configuration normale d'exploitation est de mettre un client sur chaque circuit.

Les protections existantes sont des protections de distance avec télé-accélération entre les postes DP et UJ. La protection A est réalisée avec des relais numériques SEL et la protection B avec des relais numériques Optimho.

Les réglages actuels sont particuliers étant donné qu'il faut tenir compte des clients raccordés en dérivation de ces circuits. »

### **Engagement #3.**

Solliciter auprès du Planificateur les informations pertinentes pour dépôt à la Régie, d'un tableau indiquant, pour chacune des entités visées (de façon anonyme), le nombre de lignes et si disponible, de départs de lignes, le nombre de transformateurs, le nombre de groupes de production faisant partie des installations identifiées.

#### **R3**

Le Coordonnateur a reçu les informations suivantes de la part du Planificateur concernant les installations identifiées par entité visée dans l'étude de 2019 :

<b>Entités visées</b>	<b>Lignes</b>	<b>Transformateurs</b>	<b>Alternateurs</b>
<b>A</b>	<b>110</b>	<b>132</b>	<b>-</b>
<b>B</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>151</b>
<b>C</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

D	2	-	-
---	---	---	---

Les chiffres présentés ici diffèrent légèrement de ceux établis dans l'étude de 2018 présentés à la pièce HQCF-1, document 1<sup>1</sup>.

Dans la majorité des cas, il y a deux départs de ligne pour les lignes identifiées.

Il est également à noter qu'une grande partie des transformateurs se trouve dans les postes de départ des centrales et non dans les postes de transport.

#### **Engagement #4.**

Veillez confirmer avec HQT dans son rôle de TO, si l'impact monétaire fourni, au tableau de la pièce B-0014 page 3, est par installation ou global.

#### **R4**

Le Coordonnateur a confirmé avec HQT, dans son rôle de TO, que l'impact monétaire fourni à la pièce HQCF-3, document 1, est global. L'estimé ne couvre que l'application de la norme PRC-026-1 au RTP non-BPS raccordé au RTP sachant que les outils de conformité ont déjà été mis en place pour le BPS. Aussi, l'estimé consiste principalement en la vérification des preuves de conformité et, pour un nombre très limité d'équipements, des corrections et mises à jour de réglages dans les postes.

#### **Engagement #5.**

Veillez donner des cas de figure dans lesquels le Coordonnateur pourrait déposer une révision de la norme avec un champ d'application élargi.

---

<sup>1</sup> HQCF-1, document 1, consulté le 12 février 2020 sur l'adresse : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/496/DocPri/R-4082-2019-B-0004-Demande-Piece-2019\\_03\\_22.pdf#page=6](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/496/DocPri/R-4082-2019-B-0004-Demande-Piece-2019_03_22.pdf#page=6)

## **R5**

Le principal cas de figure qui justifierait un dépôt d'une révision de la norme PRC-026-1 avec un champ d'application élargi par le Coordonnateur serait une révision de la norme actuelle par la NERC. En effet, suite à une révision de la norme par la NERC, le Coordonnateur évaluera la pertinence et l'impact de la norme révisée, en particulier la pertinence de maintenir ou non le champ d'application actuel de la norme à la lumière de la révision de la NERC. À la suite de cela, le Coordonnateur tiendrait une consultation publique pour les entités visées avant de déposer la norme révisée à la Régie pour adoption. Le Coordonnateur déposerait ainsi à la Régie, la pertinence notamment d'élargir le champ d'application, le cas échéant, ainsi que l'impact de l'adoption de la norme conformément au processus établi dans la décision D-2011-1392.

Le Coordonnateur pourrait également déposer une révision de la norme avec un champ d'application élargi dans le cas où un événement sur le réseau indiquerait une faille normative dans le champ d'application de la version de la norme en vigueur. Le cas échéant, le Coordonnateur déposerait, suite à une consultation publique, une version révisée de la norme élargissant le champ d'application. Là aussi, le Coordonnateur déposerait à la Régie une évaluation de la pertinence, justifiant notamment l'élargissement du champ d'application, et l'impact de l'adoption de la norme.

Un dernier exemple qui mènerait le Coordonnateur de déposer une révision de la norme en élargissant le champ d'application serait une décision de la Régie ordonnant au Coordonnateur de déposer une nouvelle version de la norme en vigueur avec un champ d'application élargi. Là encore, le Coordonnateur tiendrait une consultation publique pour les entités visées avant de déposer la norme révisée, accompagnée de l'évaluation de la pertinence et de l'impact, à la Régie pour adoption.

---

<sup>2</sup> Décision D-2011-139 consultée le 11 février 2020 sur l'adresse : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/d-2011-139.pdf>