

**Réponses du Coordonnateur de la fiabilité
aux engagements souscrits
lors de la séance de travail
tenue le 3 mai 2017**

1 **Tableau des engagements du Coordonnateur pris le 28 et 29 juillet 2016**

#	Norme	Libellé de l'engagement du Coordonnateur
1.	PRC-026-1	Clarifier la proposition subsidiaire produite à la pièce B-0014, réponse R2.2. Texte proposé : Pour les éléments visés <u>par la norme</u> qui sont BPS – 1 ^{er} janvier 2020 Pour les éléments visés <u>par la norme</u> du réseau RTP non-BPS : 1 ^{er} janvier 2021
2.	PRC_026-1	Confirmer qu'au terme des études qui seront faites par le Planificateur, ce dernier prévoit que le nombre d'installations visées par les exigences E2 à E4 de la PRC-026-1 sera moindre que le nombre d'installations incluses dans son champ d'application.
3.	PRC_026-1	Justifier l'application de la norme PRC-026-1 aux installations RTP raccordées au RTP seulement.

2 **Engagement #1.**

3 Clarifier la proposition subsidiaire produite à la pièce B-0014, réponse R2.2.

4 Texte proposé :

5 Pour les éléments visés par la norme qui sont BPS – 1^{er} janvier 2020

6 Pour les éléments visés par la norme du réseau RTP non-BPS : 1^{er} janvier 2021

7 **R1 Dans sa réponse 2.2 à la demande de renseignement de la Régie, le**
8 **Coordonnateur présente une option subsidiaire quant aux délais d'entrée en**
9 **vigueur de la norme PRC-026-1. En suivi de la discussion à la séance de**
10 **travail, il confirme que l'option subsidiaire peut se libeller comme suit :**

11 «

12 **Date d'entrée en vigueur de l'exigence 1 : 1^{er} janvier 2018**

13 **Date d'entrée en vigueur des exigences 2, 3 et 4 :**

14 ○ **Pour les éléments visés par la norme qui sont BPS – 1^{er} janvier**
15 **2020**

16 ○ **Pour les éléments visés par la norme qui sont RTP et non-BPS : 1^{er}**
17 **janvier 2021 »**

18

19 **Le Coordonnateur réaffirme qu'il ne s'oppose pas à l'option subsidiaire.**

20 **Engagement #2.**

21 Confirmer qu'au terme des études qui seront faites par le Planificateur, ce dernier
22 prévoit que le nombre d'installations visées par les exigences E2 à E4 de la PRC-026-1
23 sera moindre que le nombre d'installations incluses dans son champ d'application.

24 **R2 Tel que prévu à l'exigence 1, le coordonnateur de la planification doit signaler**
25 **les éléments visés par la norme qui répondent également aux critères**
26 **énumérés à l'exigence 1. Les éléments ainsi signalés sont visés par les**

1 **exigences E2 à E4 de la norme. Puisque que les éléments visés par les**
2 **exigences E2 à E4 doivent à la fois être des éléments précisés à la section A.4**
3 **et répondre à des critères à l'exigence 1, ils ne peuvent être plus nombreux**
4 **que les éléments précisés à la section A.4.**

5 **Le Coordonnateur a confirmé auprès du coordonnateur de la planification que**
6 **le nombre d'éléments visés par les exigences E2 à E4 sera moindre que le**
7 **nombre d'éléments prévus au champ d'application de la norme à la section**
8 **A.4.**

9 **Engagement #3.**

10 Justifier l'application de la norme PRC-026-1 aux installations RTP raccordées au RTP seulement.

11 R3

12 **La norme PRC-026-1 encadre la tenue des protections lors des oscillations de**
13 **puissance stables. Les oscillations de puissance sont des variations de**
14 **puissance active et réactive sur le réseau, souvent à la suite d'une perturbation.**
15 **L'oscillation est instable si elle tend à augmenter jusqu'à la perte de**
16 **synchronisme, elle est stable dans le cas contraire. Les oscillations stables sont**
17 **typiquement localisées à des endroits précis et, comparativement aux**
18 **perturbations en fréquence, elles ne se propagent pas nécessairement à**
19 **l'ensemble des installations de l'interconnexion.**

20 **La norme effectue un compromis entre la « fiabilité » et la « sécurité » des**
21 **protections. D'une part, les protections doivent protéger les équipements – la**
22 **« fiabilité » de la protection – et d'autre part, les protections ne doivent pas**
23 **déclencher durant des oscillations de puissance stable et ainsi nuire à la fiabilité**
24 **du réseau - la « sécurité » de la protection¹.**

25 **Lors du développement de la norme, l'industrie voulait restreindre le champ**
26 **d'application de cette norme afin d'assurer qu'une augmentation de la « sécurité**
27 **» des protections contre les oscillations stable ne nuise pas à leur « fiabilité ».**

28 **L'équipe de rédaction de la norme a donc structuré la norme afin d'appliquer les**
29 **obligations relatives à la tenue durant des oscillations de puissance stable**
30 **seulement aux protections pertinentes. L'exigence E1 de la norme PRC-026-1**
31 **identifie les protections qui peuvent avoir une incidence sur la « sécurité » du**
32 **réseau, alors que les exigences E2 à E4, lesquelles précisent les obligations de**
33 **tenue en oscillations stable, s'appliquent aux protections ainsi identifiées à**
34 **l'exigence E1.**

35 **Au Québec, le Coordonnateur propose d'appliquer cette norme aux**
36 **« installations RTP raccordées au RTP ». Donc, les installations RTP raccordées**
37 **au RTP par des éléments de transport non-RTP seraient exclues.**

¹ ["Power System Response to Power Swings", System Protection and Control Subcommittee de la NERC, août 2013, p. 18 – p.19](#)

1
2 **L'assujettissement des éléments RTP qui sont raccordés au réseau RTP se**
3 **justifie par le fait qu'il est possible au Québec que certaines régions et certaines**
4 **centrales importantes soient susceptibles de déclencher lors d'oscillations de**
5 **puissance stables. L'assujettissement des éléments BPS seulement serait**
6 **insuffisant puisqu'aucune centrale de production n'est BPS au Québec. Certaines**
7 **centrales peuvent être surveillées dans le cadre du calcul d'une limite SOL avec**
8 **une contrainte de stabilité angulaire : ces centrales du RTP raccordées au RTP**
9 **doivent donc faire partie du champ d'application de la norme, notamment lors de**
10 **l'identification prévue à l'exigence 1.**

11
12 **Par contre, il n'est pas nécessaire d'inclure les installations RTP non-raccordées**
13 **au RTP dans le champ d'application de la norme. Le Coordonnateur note que la**
14 **norme s'applique aux installations de production et aux installations de**
15 **transport. Même si une centrale non-raccordée au RTP était identifiée par**
16 **l'exigence E1, les installations de transport non-RTP qui la raccorde au RTP ne**
17 **seraient pas assujettis à cette norme. Il serait illogique d'appliquer la norme aux**
18 **protections d'une centrale sans l'appliquer aux protections des lignes qui**
19 **raccordent la centrale.**

20
21 **Par ailleurs, en premier lieu, les oscillations stables sont normalement moins**
22 **importantes aux extrémités du réseau, où sont habituellement situées les**
23 **centrales non-raccordées au RTP. En deuxième lieu, alors que la perte d'une**
24 **ligne peut amplifier une oscillation de puissance, la perte d'une centrale peut,**
25 **dans certains cas, contribuer à diminuer l'ampleur d'une oscillation. Pour ces**
26 **deux raisons, si une ligne n'a pas été jugée suffisamment pertinente pour une**
27 **désignation RTP, une centrale raccordée par cette ligne ne serait pas pertinente**
28 **pour la fiabilité dans le contexte spécifique des oscillations de puissance stable.**

29
30 **Le Coordonnateur rappelle que la norme a été conçue pour viser précisément les**
31 **éléments nécessaires, c'est-à-dire, avec la portée la moins étendue afin de ne pas**
32 **nuire à la « fiabilité » des protections.**

33
34 **Pour toutes ces raisons, le Coordonnateur estime que le champ d'application**
35 **qu'il propose est nécessaire et suffisant pour le Québec.**
36
37
38
39
40