

## **SOMMAIRE DES COMMENTAIRES REÇUS**



**Projet QC-2014-02**  
**Réponses aux commentaires reçus pendant la première période de consultation**

Avril 2015

Ce document est une synthèse des commentaires présentés par les entités, tels qu'ils ont été reçus et dans la langue utilisée par celles-ci pendant la première période de consultation portant sur le projet QC-2014-02.

Document visé	Section visée	Commentaire	Entité	Accepté	Réponse du coordonnateur de la fiabilité
Tous		ÉLL a procédé à l'évaluation et à la catégorisation des systèmes électroniques BES en vertu de la norme CIP-002-5.1. Nous comprenons que celle-ci ne s'applique qu'à un niveau de « faible impact » conformément à l'Annexe 1 de cette norme. En effet, selon le paragraphe 2.1 de l'Annexe 1 de la norme, la capacité nette d'ÉLL n'excède pas les 1500MW requis et le seul lien de transport excédant 200kV (ligne D5A à 230kV) n'atteint pas la valeur totale de 3000 points tel que mentionné au tableau du paragraphe 2.5 de l'Annexe 1 de la norme. Puisque les lignes de transports connectées au même poste que la ligne D5A ne sont qu'à 120kV et que le tableau de la norme indique une valeur « sans objet » pour celles-ci, l'application de la norme demeure par conséquent à un niveau de conséquence faible (L). Par ailleurs, vu la catégorisation ci-haut mentionnée, outre la norme CIP-002-5.1, seule la norme CIP-003-5 trouvera application pour ce qui est de ÉLL.	Énergie La Lièvre sec.	S.O.	Commentaire reçu.
CIP-002-5.1	P.5, Exploitation en temps réel	Cette précision n'est pas claire. (peut-être qu'un exemple concrèt serait utile)	RTA	S.O.	La notion de « 15 minutes » a été introduite afin de mieux définir l'expression « temps réel ». et vise ainsi tout actif électronique qui peut avoir un impact négatif sur le fonctionnement fiable du BES (RTP au Québec) dans cet horizon.
CIP-002-5.1	Annexe 1 alinéa 1.2	Est-ce que l'on parle d'Interconnexion au sens de sous-région de NERC (Interconnexion du Québec) ou d'un point de raccordement au réseau électrique.	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	Lorsqu'écrit avec une majuscule, « Interconnexion » désigne l'un des quatre grands réseaux de l'Amérique du Nord soit l'Interconnexion de l'Est, ERCOT, l'Interconnexion de l'Ouest ou l'Interconnexion du Québec.
CIP-002-5.1	Annexe 1 alinéa 2.3	Est-ce qu'il y a déjà une liste de producteurs éoliens qui sont déjà identifiés comme "étant nécessaires pour éviter un impact négatif sur la fiabilité dans un horizon de planification de plus d'un an." par le coordonnateur de la planification ou du planificateur du réseau de transport ? Dans l'affirmative, tous les producteurs éoliens déjà identifiés dans le registre des entités visées devront se conformer aux normes NERC-CIP avec des actifs à impact moyen qui devront respecter plus d'une centaine d'exigences. Dans le cas contraire, avec des actifs à impact faible, ils ne devront respecter que quelques exigences.	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	Au moment présent, aucun parc éolien n'est identifié comme « étant nécessaire pour éviter un impact négatif sur la fiabilité dans un horizon de planification de plus d'un an » par le coordonnateur de la planification. À ce jour, le coordonnateur de la planification n'a identifié aucune installation à cet effet.
CIP-002-5.1	Annexe 1 alinéa 2.8	L'application de cet alinéa pourrait dépendre du statut de l'alinéa 2.3	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	Cet alinéa ne trouve pas application, à moins qu'une des installations correspondent à l'alinéa 2.1 ou 2.3. (voir réponse à la question précédente)
CIP-002-5.1	Annexe 1 alinéa 2.9	Est-ce que les équipements de téléprotection de ligne ou de télédéclenchement de ligne sont considérés comme des automatismes de réseau (SPS) ?	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	Non. Ces éléments sont considérés comme des systèmes de protection.

CIP-002-5.1	Annexe 1 alinéa 2.11	L'application de cet alinéa pourrait dépendre du statut de l'alinéa 1.2	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	Voir la réponse à la question concernant l'alinéa 1.2.
CIP-003-5	Exigence #2	Dépendamment de la catégorisation dans la norme CIP-002-5.1, il semblerait que ce soit la seule exigence qui viserait tout les producteurs éoliens	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	Les exigences E3 et E4 pourraient également s'appliquer.
CIP-003-5	Exigence #3	Est qu'un cadre supérieur CIP peut être autorisé à occuper ce poste pour plusieurs unités de production identifiées dans le registre des entités visées ou il faut avoir une personne par site.	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	La norme n'empêche pas explicitement cette pratique. L'exigence stipule seulement que chaque entité responsable doit désigner un cadre supérieur CIP. À noter que le terme « cadre supérieur CIP » est défini au glossaire comme étant un cadre supérieur unique qui dispose de l'autorité et de la responsabilité pour mener et gérer la mise en œuvre et le respect permanent des exigences des normes CIP-002 à CIP-011.
CIP-004-5.1	Exigence 1	La fréquence de sensibilisation des employés chaque trimestre nous semble inutilement trop grande pour les systèmes à impact moyen, considérant que RTA n'a pas de système à impact élevé. Trop souvent, banalise l'information.	RTA	Non	La fréquence de sensibilisation a été établie par la NERC afin d'assurer une protection adéquate des systèmes électroniques BES.
CIP-004-5.1	Exigence #4.2	Est-ce qu'une étude a été réalisée par rapport aux différences entre l'application de ces normes compte tenu du cadre juridique différent entre les États-Unis et le Canada notamment sur la question de la vie privée ? Plus de précisions seraient nécessaires dans la section "Annexe QC-CIP-004-5.1".	Le Groupe Ohméga inc.	Non	Aucune étude de ce type n'a été réalisée. L'exigence 4.2 concerne la consignation des accès des personnes autorisées. Cette exigence peut être respectée tout en respectant le cadre juridique en place concernant la vie privée.
CIP-004-5.1	Exigence 2	La fréquence pour repasser l'examen de la formation serait plus acceptable au 27 mois qu'au 15 mois pour les systèmes à impact moyen, considérant que RTA n'a pas de système à impact élevé.	RTA	Non	Le fait qu'une entité ait ou non des systèmes à impact élevé ne modifie pas les délais dont elle devrait bénéficier pour les exigences visant ses systèmes à impact moyen. La fréquence de formation a été établie par la NERC afin d'assurer une protection adéquate des systèmes électroniques BES.
CIP-006-5	Exigence #1	Dans un site de production comprenant des unités de production dispersées ( ex : parc éolien), est-ce que chacune des éoliennes est considérée comme un périmètre de sécurité physique, car elle contient une génératrice ou nous conservons comme référence le réseau collecteur et le poste d'élévation comme périmètre physique.	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	La définition du périmètre de sécurité physique est à la discrétion de l'entité visée qui a un système électronique BES avec connectivité routable externe à impact élevé ou moyen. Le périmètre de sécurité physique dépend notamment de la façon dont l'entité a défini ses périmètres de sécurité électronique.
Exigence #1.6 (page10)	Exigence #1.6 (page10)	Le texte de cette exigence est un peu ambigu.	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	Commentaire reçu.
CIP-008-5	Exigence #1.2	En cas d'incident de cybersécurité est qu'il est nécessaire de faire un rapport au coordonnateur de fiabilité local en plus de faire le rapport à l'ES-ISAC ?	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	Non.
CIP-008-5	Exigence 2.1	La fréquence de test de chaque plan d'intervention serait plus acceptable pour RTA au 27 mois qu'au 15 mois pour des systèmes à impact moyen, considérant que RTA n'a pas de système à impact élevé.	RTA	Non	Le fait qu'une entité ait ou non des systèmes à impact élevé ne modifie pas les délais dont elle devrait bénéficier pour les exigences visant ses systèmes à impact moyen. La fréquence de test des plans d'intervention a été établie par la NERC afin d'assurer une protection adéquate des systèmes électroniques BES.
CIP-009-5	Exigences 2.1 et 2.2	La fréquence de test de chaque plan de rétablissement et de l'information serait plus acceptable au 27 mois qu'au 15 mois pour des systèmes à impact moyen, considérant que RTA n'a pas de système à impact élevé.	RTA	Non	Le fait qu'une entité ait ou non des systèmes à impact élevé ne modifie pas les délais dont elle devrait bénéficier pour les exigences visant ses systèmes à impact moyen. La fréquence de test des plans de rétablissement a été établie par la NERC afin d'assurer une protection adéquate des systèmes électroniques BES.

CIP-010-1	Exigence 3	La fréquence des analyses de vulnérabilité serait plus acceptable pour RTA au 27 mois qu'au 15 mois pour des systèmes à impact moyen, considérant que RTA n'a pas de système à impact élevé.	RTA	Non	Le fait qu'une entité ait ou non des systèmes à impact élevé ne modifie pas les délais dont elle devrait bénéficier pour les exigences visant ses systèmes à impact moyen. La fréquence des analyses de vulnérabilité a été établie par la NERC afin d'assurer une protection adéquate des systèmes électroniques BES.
CIP-010-1	CIP-010-1	Lorsqu'il est question d'effectuer une analyse de vulnérabilité active sur tout nouvel actif électronique ajouté dans l'infrastructure. Il n'est pas question dans la section "Principes directeurs et fondements techniques" sur cette exigence s'il faut dans faire une analyse du microcode ou du logiciel pour vérifier des failles de sécurité ou simplement des erreurs de conception qui pourraient entraîner des instabilités. Est-ce que c'est tout de même obligatoire même si le code source n'est pas disponible ?	Le Groupe Ohméga inc.	S.O.	L'exigence d'analyse de vulnérabilité est axée sur l'identification et la gestion des vulnérabilités de cybersécurité qui pourraient être présentes dans les systèmes électroniques BES. Les types de test qui peuvent être effectués sont décrits à la section « Principes directeurs et fondements techniques » de la norme CIP-010-1. L'évaluation de la stabilité du système ne fait pas partie de cette exigence. L'obligation d'effectuer des analyses de vulnérabilité ne dépend pas de la disponibilité du code source.
CIP-002 à CIP-011	Date d'entrée en vigueur	Un délai d'entrée en vigueur de 36 mois minimum serait plus réaliste et acceptable que 24 mois pour une entité qui n'a pas de systèmes à impact élevé, considérant l'investissement à faire et la capacité de réalisation des ces projets par l'entité visée.	RTA	Partiellement	Le Coordonnateur de la fiabilité propose les mêmes délais de mise en œuvre que ceux accordés aux entités des autres juridictions. Cependant, le Coordonnateur de la fiabilité modifiera les dates d'entrée en vigueur proposées afin de les rendre relatives à l'adoption des normes par la Régie. (24 mois pour impact moyen et élevé et 36 mois pour impact faible à partir de la date d'adoption par la Régie). Cette modification ne change pas les dates proposées pour les entités qui étaient visées par la version 1 des normes CIP.
CIP-002 à CIP-011	Applicabilité des normes CIP.	Il y a incohérence potentielle à assujettir des centrales du RTP à la version 5 des normes CIP alors que leurs postes attenants ne sont pas raccordés au RTP. Ainsi, les niveaux de protection des deux installations pourraient être différents pour un même risque.  Par ailleurs, nous suggérons de revoir l'applicabilité des normes à ces installations de plus de 75 MVA ou groupes de plus de 20 MVA (non directement raccordés aux lignes du RTP) pour assurer la cohérence et adresser les risques réels.	HQP	Partiellement	Les annexes Québec des normes CIP-002 à CIP-011 seront modifiées afin d'ajouter une disposition particulière d'application pour la section « Applicabilité ». Les installations de production faisant partie du RTP qui ne sont pas directement raccordées au RTP seront exclues de la portée des normes CIP.