

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES FONCTIONS DE COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC
(LE COORDONNATEUR) RELATIVE À LA DEMANDE D'ADOPTION DE LA NORME DE FIABILITÉ
TPL-007-3 (LA NORME) – PLANIFICATION DU COMPORTEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT EN
CAS DE PERTURBATION GÉOMAGNÉTIQUE**

Norme TPL-007-3

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0009](#), p 31;
 - (ii) Pièce [B-0017](#), p. 7 et 8, R3.1;
 - (iii) Pièce [B-0009](#), p. 27;
 - (iv) Pièce [B-0009](#), p. 4.

Préambule :

- (i) La Norme présente de l'information pertinente à la méthodologie de substitution, parmi cette information :

« Les hypothèses de modélisation doivent aussi être documentées clairement et justifiées techniquement. Une entité peut effectuer une analyse de sensibilité afin de déterminer comment les hypothèses influent sur les résultats. »

« On peut utiliser un modèle simplifié pour effectuer une ou des évaluations de vulnérabilité aux PGM, pourvu que ce modèle soit plus prudent qu'un modèle plus détaillé. » [nous soulignons]

- (ii) En ce qui a trait à la méthodologie de substitution, le Coordonnateur indique à la Régie qu'il n'y a pas de modèle simplifié pour l'Interconnexion du Québec. Il mentionne également que le planificateur pourrait décider de prendre la valeur de résistivité de sol la plus pessimiste sur l'ensemble de son réseau n'ayant pas ainsi à réaliser plusieurs modèles :

« Selon les informations reçues du Planificateur, il n'existe pas, pour le moment, de modèle simplifié pour l'Interconnexion du Québec permettant de fournir plus d'informations à la Régie. L'utilisation d'un modèle simplifié consiste à prendre des hypothèses pessimistes et démontrer qu'il n'y a pas de conséquences inacceptables avec ces hypothèses et qu'il n'est donc pas nécessaire d'être plus précis. Par exemple, si dans une zone de planification différents modèles de résistivité de sol existent, le planificateur pourrait décider de prendre la valeur la plus pessimiste sur l'ensemble de son réseau, n'ayant pas ainsi à faire des modèles de sol plus précis pour chacune de ses installations. » [nous soulignons]

(iii) Tiré de la Norme, le modèle géologique de référence au Québec est le suivant :

Tableau 4 – Modèle géologique de référence (Québec)	
Couche (épaisseur en km)	Résistivité ($\Omega \cdot m$)
15	20 000
10	200
125	1 000
200	100
∞	3

(iv) L'exigence E6 de la norme précise que chaque TO et GO doit réaliser une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 ampères par phase.

Demandes :

1.1 Veuillez préciser si les outils de modélisation de réseau utilisés par le Transporteur permettent d'utiliser plusieurs valeurs différentes de résistivité de sol, tel que défini au tableau de la référence (iii), lors d'une même simulation. Veuillez préciser également si le Transporteur doit modéliser l'ensemble du réseau avec la même valeur de résistivité de sol lorsqu'il réalise une simulation, puis recommencer une autre simulation avec une autre valeur de résistivité de sol. Veuillez élaborer.

1.2 Si des résultats de simulation présentent des courants à un transformateur dépassant 75 ampères, ce transformateur fera l'objet d'une évaluation de l'échauffement tel que prévu à l'exigence E6. Pour des résultats ne dépassant que légèrement les 75 ampères, le Transporteur va-t-il réaliser des études de sensibilité afin de s'assurer de la précision de ses résultats. Veuillez élaborer.

1.2.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser par quelle méthode le Transporteur peut réaliser des études de sensibilité.

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 9;
 - (iii) Pièce [B-0017](#), p. 12, R5.3 et R5.3.1;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 5.

Préambule :

(i) La présentation préparée pour la consultation publique QC-2020-01 du Coordonnateur mentionne l'exigence E7 de la norme, mais n'indique aucun détail ou exemple de ce que peut représenter cette exigence.

(ii) Pour ce qui est de l'évaluation finale de l'impact de la Norme, le Coordonnateur mentionne que, pour le Transporteur, les modifications au réseau, si requises par le plan d'actions correctives E7, ne sont pas incluses dans l'évaluation des impacts. Il en est de même pour RTA.

(iii) En réponse à la Régie, le Coordonnateur mentionne qu'il ne connaît pas les impacts des plans d'actions correctives et que ceux-ci ne peuvent pas être révisés pendant de nombreuses années pour des raisons de pérennité. Il indique également que les plans d'actions correctives peuvent dépendre d'approbations réglementaires de la Régie :

« Il n'est pas possible à ce stade de fournir un impact des coûts des correctifs associés à l'exigence E7, car le plan d'actions correctives n'est pas disponible en ce moment.

Par ailleurs, la finalisation du plan d'actions correctives pourrait prendre 60 mois après la mise en vigueur de la norme. Or, les modifications apportées au réseau peuvent influencer le plan d'actions correctives et conséquemment l'impact financier associé.

[...]

Par contre, lorsque l'installation ou la modification d'installations de transport ou de production est l'action retenue dans le plan d'actions correctives, cela ne peut tenir compte de la question de pérennité. Ainsi, le plan d'actions correctives élaboré doit toujours être suivi si l'équipement en question est visé par celui-ci. Le délai de mise en œuvre sera de quatre ans suivant l'établissement du plan d'actions correctives ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive. » [nous soulignons]

(iv) Le Coordonnateur mentionne que la NERC procède à la révision de la norme, ce qui pourrait avoir pour effet d'établir un processus affectant les plans d'actions correctives :

« Dans son ordonnance 851, la FERC a demandé à la NERC de présenter une norme révisée au plus tard en juillet 2020 (12 mois après la date d'entrée en vigueur de la norme TPL-007-3) afin de couvrir les points suivants :

- *exiger des plans d'actions correctives pour neutraliser les vulnérabilités liées à la PGM supplémentaire de la norme TPL-007-2 ;*
- *établir un processus pour autoriser au cas par cas les reports d'échéance de mise en œuvre des plans d'actions correctives. » [nous soulignons]*

Demandes :

- 2.1 Selon les références (i), (ii) et (iii), le Coordonnateur ne peut pas évaluer l'impact des plans d'actions correctrices prévus à l'exigence E7 de la Norme tant que ces plans d'actions ne sont pas disponibles. De plus, le Coordonnateur mentionne que l'obtention d'approbations réglementaires pourraient être éventuellement requises. Veuillez expliquer ce que signifie les approbations réglementaires éventuellement requises dans un contexte où la Norme serait adoptée par la Régie.
- 2.2 Selon les références (iii) et (iv), il est possible que la finalisation des plans d'actions correctives puisse prendre 60 mois après la mise en vigueur de la norme. De plus, une nouvelle version de la Norme est prévue par la NERC pour réviser des points relatifs aux plans d'actions correctives. Veuillez préciser les impacts sur la fiabilité de l'Interconnexion du Québec de suspendre l'application de l'exigence E7 au Québec.
- 2.2.1. Le cas échéant, veuillez soumettre une proposition de codification à l'Annexe Québec de cette possible suspension.

Processus d'obtention des données de mesure de PGM

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0009](#), p. 9 et 10;
 - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0017](#), p. 14, R6.2.1;
 - (iv) Norme [EOP-010-1](#), p. 2 et QC-1 de 2;
 - (v) Dossier R-3944/3949/3957-2015, décision [D-2016-150](#), p. 32;
 - (vi) Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), norme EOP-010-1, p. 2.

Préambule :

- (i) Les exigences E11 et E12 sont les suivantes :

« E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données de surveillance des CGI à partir d'au moins un appareil de surveillance situé dans la zone du coordonnateur de la planification ou dans une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de réseau du coordonnateur de la planification. »

« E12. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son coordonnateur de la planification. »

(ii) Le plan d'actions correctives défini à l'exigence E7.1 permet, entre autres :

« l'adoption de procédures d'exploitation, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du plan d'actions correctives ; ».

(iii) À la DDR #1, la Régie cherche à savoir si les TO et GO recevront du Transporteur les avis de période d'orage géomagnétique appropriés afin d'ajuster leurs procédures d'exploitation en conséquence. Sur ce point, le Coordonnateur réfère à la norme EOP-010 (Exploitation sous perturbations géomagnétiques) :

« Cette question relève de la norme EOP-010, en vertu de laquelle le RC mettra en œuvre les instructions nécessaires pour aviser les entités de la zone d'équilibrage du Québec des impacts sur l'Interconnexion des périodes d'orages géomagnétiques. »

(iv) L'exigence E2 de la norme EOP-010-1, indiquée par le Coordonnateur, prévoit la diffusion de l'information utile aux entités pour l'adoption de procédures d'exploitation permises aux plans d'actions correctives :

« E2. Chaque coordonnateur de la fiabilité doit diffuser l'information sur la prévision et la météo spatiale courante aux entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son plan d'exploitation GMD. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation le jour même et exploitation en temps réel] » [nous soulignons]

Cependant, la Régie constate à l'Annexe Québec de la norme citée par le Coordonnateur qu'aucune date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 n'a été fixée. Quant aux exigences E1 et E3 de la norme EOP-010-1, elles visent le Transporteur lui-même et n'ont pas pour but la diffusion de l'information.

(v) Dans la décision D-2016-150, la Régie se prononce comme suit à l'égard de l'entrée en vigueur de la norme EOP-010-1 :

« [122] La Régie fixe également au 1^{er} janvier 2017 la date d'entrée en vigueur au Québec des exigences E1 et E3 de la norme de la NERC EOP-010-1 et de son Annexe et réserve sa décision quant à la date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 jusqu'au moment du retrait de la norme IRO-005-3.1a, le cas échéant. » [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(vi) Le Coordonnateur présentait les informations suivantes à l'égard des dates d'entrée en vigueur proposées pour la norme EOP-010-1 :

« Aux États-Unis, l'entrée en vigueur a été fixée au 1^{er} avril 2015, à l'exception de l'exigence E2 pour laquelle l'entrée en vigueur sera le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a parce que l'exigence E3 de la IRO-005-3.1a est équivalente. Aux États-Unis, la norme IRO-005-3.1a est approuvée depuis le 13 septembre 2012 et sera remplacé par la IRO-005-4.

Au Québec le Coordonnateur a déposé la norme IRO-005-3.1a dans le cadre du dossier R-3906-2014, mais n'a pas fait encore l'objet d'une décision.

Hydro-Québec applique la norme EOP-010-1 de façon volontaire depuis son entrée en vigueur. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, et puisque la norme vise seulement la direction Contrôle des mouvements d'énergie, le Coordonnateur propose une entrée en vigueur rapide de la norme EOP-010-1 au Québec.

Exigence	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E1, E3	1 ^{er} avril 2015	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après la date d'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
E2	Le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a	Le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a. ¹	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

»

Le Coordonnateur indiquait à la note de bas de page 1 ce qui suit : «¹ La norme IRO-005-3.1a fera l'objet d'une demande de retrait lors du dépôt de la norme IRO-005-4 qui est en attente d'approbation de la FERC. »

Demandes :

- 3.1 La Régie note que la norme IRO-005-3.1a est toujours en vigueur au Québec et qu'elle n'a pas fait l'objet d'aucune demande de retrait.
 - 3.1.1. Veuillez préciser si la NERC a retiré la norme IRO-005-3.1a. Le cas échéant, veuillez préciser à partir de quelle date la norme IRO-005-3.1a a été retirée par la NERC. Veuillez également préciser si l'exigence E2 de la norme EOP-010-1 a déjà été en vigueur ou est en vigueur actuellement aux États-Unis. Veuillez expliquer.
 - 3.1.2. Veuillez préciser si des travaux additionnels ont été effectués par la NERC à l'égard des normes IRO-005 et EOP-010 par rapport aux versions actuellement en vigueur au Québec et les expliciter. Le cas échéant, veuillez expliquer de quelle façon cela va impacter l'interprétation et l'application de la norme TPL-007.
 - 3.1.3. Le cas échéant, veuillez expliquer de quelle façon le Coordonnateur entend s'assurer de suivre cette évolution de la NERC et de permettre une interprétation de la norme TPL-007 cohérente au Québec et équivalente à celle aux États-Unis.
- 3.2 La Régie note qu'à ce jour aucune date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 de la norme EOP-010-1 n'a été fixée par la Régie. Veuillez préciser si les entités TO ou GO qui prévoient des plans d'actions correctives basés sur des procédures d'exploitation nécessitant les avis de période d'orage géomagnétique appropriés au territoire de

l'Interconnexion du Québec pourront recevoir ces avis directement du Coordonnateur ou du Transporteur.

- 3.2.1. Dans l'affirmative veuillez élaborer sur les méthodes de diffusion possibles de ces avis.
- 3.2.2. Le cas échéant, veuillez citer le texte de l'exigence de la norme, préciser la date d'approbation à la Régie de cette exigence et donner votre interprétation de cette exigence s'il y a lieu.