

**DEMANDE VISANT
L'APPROBATION DU REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES
PAR LES NORMES DE FIABILITÉ**

TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE ET CONTENU DE LA DEMANDE	5
1.1	CONTEXTE	5
1.2	DEMANDE.....	6
2	MÉTHODOLOGIE POUR L'IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL.....	6
2.1	INSTALLATIONS DE PRODUCTION	7
2.2	INSTALLATIONS DE TRANSPORT	9
3	REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES	10
3.1	MODIFICATIONS RÉSULTANT DE L'APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE	10
3.2	MODIFICATIONS VISANT L'HARMONISATION AVEC LES AUTRES JURIDICTIONS	11
3.3	AUTRES MODIFICATIONS	12
4	PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE.....	14
4.1	ÉTAPES FRANCHIES	15
4.2	COMMENTAIRES	15
5	GLOSSAIRE DES TERMES ET DES ACRONYMES RELATIFS AUX NORMES DE FIABILITÉ	16
6	CONCLUSION	16

1 1 Contexte et contenu de la demande

2 Conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), le
3 coordonnateur de la fiabilité au Québec (le « Coordonnateur ») soumet, pour
4 approbation par la Régie de l'énergie (la « Régie »), le registre des entités visées par
5 les normes de fiabilité (le « Registre »). Au soutien de cette demande, le
6 Coordonnateur dépose également la méthodologie pour l'identification des éléments
7 du réseau de transport principal (la « Méthodologie ») à partir de laquelle le Registre
8 a été modifié.

9 **1.1 Contexte**

10 Le 4 mai 2015, dans sa décision D-2015-059, la Régie demande « *qu'une méthode*
11 *d'identification des installations classées réseau de transport principal (RTP) lui soit*
12 *présentée dans le cadre d'un prochain dossier* » (par. 830 de la décision).

13 Le 2 décembre 2015, le Coordonnateur indique, dans le cadre d'une demande
14 interlocutoire de suspension de l'inscription de certaines installations de production
15 au Registre, qu'il prévoit déposer, d'ici le 1^{er} juillet 2016, la Méthodologie et les
16 modifications au Registre résultant de l'application de cette Méthodologie. La
17 demande de suspension avait pour but d'éviter des coûts associés à la conformité
18 aux normes en vigueur au 1^{er} janvier 2016 pour les installations de production n'ayant
19 aucun impact sur la fiabilité de l'Interconnexion puisqu'elles ne répondent à aucun
20 des critères de fiabilité.

21 Le 21 décembre 2015, dans sa décision D-2015-213, la Régie accueille la demande
22 interlocutoire de suspension et demande au Coordonnateur de mettre à la jour le
23 Registre en y déposant une annexe G conforme à la *Liste des installations à l'égard*
24 *desquelles la Régie suspend l'application des normes de fiabilité*. Le 22 décembre
25 2015, le Coordonnateur dépose le Registre auquel la liste est ajoutée à l'annexe G et
26 le dépose de nouveau le 14 janvier 2016 pour corriger une erreur.

27 Le 7 avril 2016, le Coordonnateur dépose une mise à jour du Registre qui comprend

1 les nouvelles entités et les installations visées à ce jour sans l'application de la
2 Méthodologie. Le 30 mai 2016, le Coordonnateur dépose une demande interlocutoire
3 d'approbation de cette version du Registre.

4 **1.2 Demande**

5 La présente demande du Coordonnateur a pour objet de faire approuver par la Régie
6 le Registre résultant de l'application de la Méthodologie qu'il dépose à la pièce
7 HQCMÉ-4, document 1 (version française) et à la pièce HQCMÉ-4, document 2
8 (version anglaise). La Méthodologie est présentée à la pièce HQCMÉ-3, document 2.

9 Le Coordonnateur propose également diverses modifications au Registre afin d'en
10 simplifier la présentation et faciliter sa consultation et ses mises à jour. Par ailleurs,
11 d'autres modifications au Registre visent l'harmonisation avec les juridictions
12 voisines. L'ensemble des modifications sont présentées au document de soutien
13 « Sommaire des modifications apportées au Registre » à la pièce HQCMÉ-3,
14 document 3.

15 Par ailleurs, Le Coordonnateur inclut à la demande des informations connexes
16 présentées aux chapitres 2 et 3. Le chapitre 2 présente la Méthodologie alors que le
17 chapitre 3 traite des modifications proposées et apportées au Registre. Le chapitre 4
18 présente les étapes réalisées dans le cadre du processus de consultation publique.

19 Enfin, le chapitre 5 présente les modifications au Glossaire des termes et des
20 acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le « Glossaire ») qu'il dépose pour
21 adoption à la pièce HQCMÉ-3, document 4.

22 2 Méthodologie pour l'identification des éléments du réseau de
23 transport principal

24 La Méthodologie développée par le Coordonnateur vise à identifier les éléments qui
25 composent le réseau de transport principal (RTP) de l'Interconnexion du Québec.
26 Jusqu'à présent, la détermination des éléments constituant le RTP était fondée sur
27 l'expérience du Coordonnateur en matière de surveillance du réseau et de maintien

1 de la fiabilité et sur la définition du RTP présentement au Glossaire :

2 *Réseau de transport composé des appareils et des lignes*
3 *transportant généralement des quantités importantes d'énergie et*
4 *des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le*
5 *contrôle des paramètres de fiabilité :*

- 6 • *Maintien de l'équilibre offre/demande;*
- 7 • *Réglage de la fréquence;*
- 8 • *Maintien des réserves d'exploitation;*
- 9 • *Réglage de la tension du réseau et des interconnexions;*
- 10 • *Maintien du transit dans les limites d'exploitation;*
- 11 • *Coordination et supervision des transactions d'échanges;*
- 12 • *Supervision des automatismes de réseau;*
- 13 • *Remise en charge du réseau.*

14 La Méthodologie proposée par le Coordonnateur offre une approche systématique
15 pour l'identification des éléments du RTP basée en partie sur cette définition. Elle
16 utilise différents critères pour déterminer l'inclusion des installations de production et
17 de transport.

18 **2.1 Installations de production**

19 **Principes de base**

20 L'inclusion des installations de production au RTP est basée sur la puissance
21 nominale. Toute installation d'une capacité de plus de 75 MVA est incluse au RTP
22 alors que toute installation d'une capacité de moins de 50 MVA n'est pas incluse au
23 RTP.

24 Le seuil d'inclusion des installations d'une capacité de plus de 75 MVA vise
25 l'harmonisation avec les juridictions voisines qui ont adopté ce seuil dans le cadre de
26 la nouvelle définition du « Bulk Electric System » (BES) approuvée par la FERC le 18

1 avril 2013 (Ordonnance 773-A). Le Coordonnateur conserve toutefois le seuil de 50
2 MVA prévu à la Loi pour les installations de production qui répondent à l'un des
3 critères d'inclusion de la Méthodologie. La puissance totale installée des installations
4 de production incluses au RTP est passée, suite à l'application de la Méthodologie,
5 de 47 833 MVA à 47 111 MVA, soit une diminution de 1,5 % seulement, ce qui
6 représente de l'avis du Coordonnateur, un impact négligeable sur la puissance totale
7 assujettie.

8 La Méthodologie introduit également la notion de « Ressources de production
9 décentralisées » qui permet de spécifier les éléments inclus pour ce type de
10 ressources. Cette notion a été intégrée par la NERC dans la définition du BES et
11 permet de circonscrire adéquatement les éléments qui sont visés et de distinguer ce
12 type de ressources de production. Cette distinction permet à la NERC d'établir des
13 dispositions applicables à ce type de ressources lors du développement des normes
14 de fiabilité, puisque certaines exigences applicables aux installations de production
15 ne s'appliquent pas aux ressources de production décentralisées.

16 **Critères d'inclusion**

17 Le Coordonnateur définit les critères d'inclusion suivants pour la classification des
18 installations de production d'une puissance nominale comprise entre 50 et 75 MVA :

- 19 • Réglage de la fréquence ;
- 20 • Maintien des réserves d'exploitation ;
- 21 • Réglage de la tension du réseau à 735 kV et des interconnexions ;
- 22 • Limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL) ;
- 23 • Limites d'exploitation du réseau (SOL) d'une interconnexion ;
- 24 • Limites d'exploitation du réseau (SOL) entre le réseau de transport
25 d'électricité du Transporteur et celui d'un transporteur auxiliaire ;
- 26 • Synchronisation avec un réseau voisin ;

1 • Automatismes de réseau ayant un impact sur les limites d'exploitation pour la
2 fiabilité de l'Interconnexion (IROL) ;

3 • Remise en charge du réseau ;

4 Toute installation répondant à l'un de ces critères est incluse au RTP. Ces critères
5 sont présentés à la pièce HQCMÉ-3, document 2, section 1.

6 **2.2 Installations de transport**

7 **Principe de base**

8 L'inclusion des installations de transport au RTP est basé, en premier lieu, sur le
9 principe selon lequel tout élément classé réseau « Bulk » est classé RTP.

10 **Critères d'inclusion**

11 Outre les éléments classés réseau « Bulk », le Coordonnateur définit les critères
12 suivants :

13 • Réglage de la tension du réseau à 735 kV et des interconnexions ;

14 • Ligne d'interconnexion ;

15 • Limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL) ;

16 • Limites d'exploitation du réseau (SOL) d'une interconnexion ;

17 • Limites d'exploitation du réseau (SOL) entre le réseau de transport
18 d'électricité du Transporteur et celui d'un transporteur auxiliaire ;

19 • Synchronisation avec un réseau voisin ;

20 • Automatismes de réseau ayant un impact sur les limites d'exploitation pour la
21 fiabilité de l'Interconnexion (IROL) ;

22 • Remise en charge du réseau ;

23 Toute installation répondant à l'un de ces critères est incluse au RTP. Ces critères
24 sont présentés à la pièce HQCMÉ-3, Document 2, section 2.

1 3 Registre des entités visées

2 Le Registre proposé comporte trois types de modifications :

- 3 • Modifications résultant de l'application de la Méthodologie ;
4 • Modifications visant l'harmonisation avec les autres juridictions ;
5 • Autres modifications.

6 La présente section présente de façon concise ces modifications et leurs
7 justifications. Un sommaire détaillé des modifications apportées au Registre est
8 présenté à la pièce HQCMÉ-3, Document 3.

9 **3.1 Modifications résultant de l'application de la Méthodologie**

10 **Retraits d'entités**

11 Dix entités sont retirées du Registre puisque leurs installations ne font plus partie du
12 RTP.

13 **Modification des fonctions**

14 L'entité Énergie éolienne Le Plateau I s.e.c. n'est plus propriétaire d'installation de
15 transport (TO) car son poste de départ n'est plus considéré comme une installation
16 de transport.

17 **Ajout d'installations**

18 Neuf postes de transport sont ajoutés au RTP car ils répondent à un ou plusieurs
19 critères d'inclusion de la Méthodologie.

20 **Retrait d'installations**

21 Onze postes de transport et onze installations de production sont retirés du RTP car
22 ils ne répondent à aucun critère d'inclusion de la Méthodologie.

23

1 **Modifications aux installations**

2 L'application de la Méthodologie donne lieu à diverses modifications, notamment à la
3 colonne « Particularités » des annexes B « Installations de transport » et C
4 « Installations de production ».

5 **Lignes de transport**

6 L'application de la Méthodologie donne lieu à diverses modifications apportées aux
7 lignes de transport, à la pièce HQCMÉ-3 document 3, section 3.2.

8 **Retrait de l'annexe G « Liste des installations à l'égard desquelles la Régie
9 suspend l'application des normes de fiabilité dans sa décision D-2015-213 »**

10 Ces installations ont été retirées du Registre à la suite de l'application de la
11 Méthodologie.

12 **3.2 Modifications visant l'harmonisation avec les autres juridictions**

13 Dans son ordonnance du 15 octobre 2015, la FERC approuve la demande de la
14 NERC à l'effet de retirer la fonction de responsable de l'approvisionnement (LSE) et
15 de rehausser le seuil d'inclusion pour la fonction de distributeur (DP) à 75 MW de
16 charge en pointe. Le Coordonnateur propose ainsi de modifier le Registre afin
17 d'harmoniser le régime de l'Interconnexion du Québec à celui des autres juridictions.

18 **Retrait de la fonction responsable de l'approvisionnement (LSE)**

19 Le retrait de la fonction LSE de l'entité Hydro-Québec Distribution.

20 **Rehaussement du seuil d'inclusion des distributeurs (DP) à 75 MW de charge
21 en pointe**

22 Le tableau 1 suivant présente les trois entités retirées à la suite de l'application du
23 seuil d'inclusion à plus de 75 MW, et leur charge en pointe pour l'année 2015 :

1
2

Tableau 1
Entités et charge en pointe pour 2015 (MW)

Entité	Charge en pointe pour 2015 (MW)
Hydro-Magog	73,3
Ville de Baie-Comeau	49,3
Ville de Joliette	70,9
Total	193,5

3

4 **3.3 Autres modifications**

5 Ces modifications visent à faciliter les mises à jour et la consultation du Registre. Le
6 retrait de certaines informations du Registre élimine le besoin de déposer une
7 version confidentielle du Registre. Le Coordonnateur considère que les informations
8 inscrites au Registre devraient être de nature publique et ne devraient pas, dans la
9 mesure du possible, résulter de l'application d'une norme de fiabilité. En respect des
10 décisions passées et afin de permettre aux entités et aux surveillants de la
11 conformité de déterminer clairement l'applicabilité de certaines normes, le
12 Coordonnateur conserve toutefois les informations relatives à chaque entité visée,
13 notamment les informations identifiées à la section « L'entité possède et/ou
14 exploite » de la fiche des entités. Dans cette optique, le Coordonnateur propose
15 aussi le retrait de certaines informations jugées superflues ou redondantes aux
16 sections suivantes.

17 **Retrait des informations relatives aux actifs critiques**

18 Le Coordonnateur propose le retrait de toute l'information relative aux actifs critiques
19 afin d'assurer la cohérence avec le dossier R-3947-2015 visant la demande
20 d'adoption de la version 5 des normes de fiabilité relatives à la protection des
21 infrastructures critiques (normes CIP). Par ailleurs, le Coordonnateur propose
22 également de retirer l'annexe F « Centres de contrôle », à la suite de la nouvelle

1 définition de la NERC du terme « Centre de contrôle » dans le dossier R-3947-2015.
2 Le Coordonnateur considère que cette nouvelle définition est sujette à l'interprétation
3 de chacune des entités et qu'un centre de contrôle considéré ainsi par l'entité devrait
4 être vérifié dans le cadre du programme de surveillance de la conformité aux normes
5 de fiabilité.

6 **Retrait des informations relatives aux installations requises pour la remise en**
7 **charge du réseau**

8 Le Coordonnateur propose le retrait de l'information relative aux installations
9 requises pour la remise en charge car cette information résulte de l'application de la
10 norme EOP-005-2. En effet, l'exploitant de réseau de transport doit développer et
11 maintenir un plan de remise en charge qui identifie les éléments requis et les entités
12 concernées. Cependant, l'information en lien avec chaque entité identifiant le fait de
13 posséder ou d'exploiter une installation requise pour la remise en charge (section
14 « L'entité possède et/ou exploite » de la fiche) demeure au Registre. Ainsi, une
15 modification au plan de remise en charge qui entrainerait une modification au
16 Registre qui devrait être soumis pour approbation à la Régie donnant ainsi
17 l'opportunité à l'entité concernée de contester cette identification, le cas échéant.

18 Par ailleurs, le Coordonnateur propose le retrait de l'annexe D « Installations de
19 télécommunication », car l'identification de ces installations est superflue dans le
20 cadre du régime de fiabilité obligatoire du Québec. Lors de la demande R-3699-2009
21 relative à l'adoption des normes de fiabilité et à l'approbation des registres et du
22 guide des sanctions, le Coordonnateur avait identifié les installations de
23 télécommunications au registre des installations en lien avec les normes visant la
24 remise en charge. Or, la norme EOP-005 n'exige pas une telle identification.
25 L'identification de ces installations est requise en application du document
26 « Directory 8 » du NPCC qui demande l'identification des installations clé (« key
27 facilities ») pour la remise en charge. L'application de ce document qui comprend des
28 critères plus sévères pour les membres est effectuée de façon volontaire par
29 l'exploitant de réseau de transport (TOP) au Québec et n'a pas d'impact sur

1 l'application des normes de fiabilité adoptée par la Régie.

2 **Retrait de l'annexe E « Automatismes de réseau »**

3 Le Coordonnateur propose le retrait de l'annexe E relative aux Automatismes de
4 réseau car la localisation de ces automatismes de nature confidentielle n'est pas
5 nécessaire au Registre. Cependant, l'information relative à chaque entité identifiant
6 le fait de posséder ou d'exploiter un automate de réseau (section « L'entité
7 possède et/ou exploite » de la fiche) demeure au Registre, permettant aux entités de
8 déterminer leur applicabilité en lien avec les normes dont la section « Applicabilité »
9 utilise une mention du type « ...qui possède un automate de réseau ».

10 **Modifications du format**

11 Le Coordonnateur propose diverses modifications afin de faciliter la consultation et la
12 mise à jour du Registre. En premier lieu, le tableau des entités visées à la section 2.2
13 est retiré afin d'éviter la redondance. L'annexe A contenant auparavant une fiche par
14 entité visée est maintenant présentée sous forme d'un tableau. Les informations
15 pertinentes de ces fiches ont été conservées au tableau alors que les informations
16 superflues ou redondantes ont été éliminées.

17 Par ailleurs, les colonnes suivantes sont retirées des annexes B et C, car elles
18 contiennent des informations superflues :

- 19 • Code de localisation (Annexes B et C)
- 20 • Niveaux de tension (Annexe B)
- 21 • Raccordé au « Bulk » (Annexe C)
- 22 • Nombre de groupes (Annexe C)
- 23 • Puissance par groupe (Annexe C)

24 4 Processus de consultation publique

25 Le Coordonnateur a conduit un processus de consultation tel que décrit à l'annexe de

1 la décision D-2011-139 pour le Registre faisant l'objet de la présente demande.

2 **4.1 Étapes franchies**

3 Le 25 mai 2016, le Coordonnateur publie un avis de consultation sur son site internet
4 ainsi que les documents proposés suivants :

- 5 • Le registre des entités visées par les normes de fiabilité ;
- 6 • Les modifications proposées au Glossaire ;
- 7 • La méthodologie d'identification des éléments du réseau de transport
8 principal ;
- 9 • Le sommaire des modifications apportées au Registre ;

10 Il envoie également par courriel l'avis de consultation aux entités suivantes :

- 11 • Les entités inscrites au registre des entités visées ;
- 12 • La North American Electric Reliability Corporation, inc. (NERC) ;
- 13 • Le Northeast Power Coordinating Council, inc. (NPCC) ;
- 14 • Les coordonnateurs de la fiabilité du NPCC ;
- 15 • La Régie de l'énergie du Québec.

16 L'avis comprenait la durée de la consultation et la demande de commentaires écrits
17 sur l'ensemble des documents proposés.

18 **4.2 Commentaires**

19 Les entités pouvaient soumettre leurs commentaires entre le 25 mai et le 15 juin
20 2016. À la conclusion de la période de consultation, aucune entité n'avait soumis de
21 commentaire sur les documents proposés.

1 5 Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de
2 fiabilité

3 Le Coordonnateur présente les modifications au Glossaire qu'il dépose pour adoption
4 à la pièce HQCMÉ-3, Document 4, en particulier la modification de la définition du
5 terme « Réseau de transport principal » relative à la Méthodologie proposée.

6 6 Conclusion

7 Le Coordonnateur soumet à la Régie que le Registre résultant de l'application de la
8 Méthodologie déposé au présent dossier inclut les informations pertinentes à
9 l'application du régime de fiabilité obligatoire. De par l'application de la Méthodologie,
10 ce Registre inclut seulement les entités et leurs installations, qui par leur respect des
11 normes de fiabilité adoptées par la Régie, contribuent au maintien de la fiabilité du
12 Québec. Par ailleurs, cette nouvelle version du Registre propose de nombreuses
13 améliorations facilitant sa consultation et ses mises à jour. Enfin, les fonctions visées
14 sont mieux harmonisées avec celles des juridictions voisines.

15 Le Coordonnateur demande donc à la Régie d'approuver le Registre proposé dans
16 cette demande.

17 Le Coordonnateur demande par ailleurs à la Régie d'adopter les modifications
18 proposées au Glossaire.