

**Réponse à la demande de renseignement no. 1 de la
Régie de l'énergie**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'ADOPTION DES NORMES DE FIABILITÉ SUIVANT LE PROJET SAR
(NORMES FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3, MOD-033-2, PRC-006-5 ET TOP-003-4)**

Retrait de la fonction LSE

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0002](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 1, 2;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 5;
 - (iv) Dossier R-3952-2015, décision [D-2018-149](#), p. 77;
 - (v) Dossier R-3936-2015, décision [D-2015-195](#), p. 8;
 - (vi) Dossier R-4073-2018 et R-4074-2018, décision [D-2020-052](#), p. 104.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur soumet sa demande à la Régie visant l'adoption de normes de fiabilité.
- (ii) En [pages 1 et 2](#) : Le Coordonnateur informe la Régie que la fonction *responsable de l'approvisionnement* (LSE) est retirée des normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4.

En [page 3](#), le Coordonnateur explique ce qui suit à l'égard de la réforme du registre de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC) axée sur le risque :

« La North American Electric Reliability Corporation (ci-après, la « NERC »), a soumis pour approbation dans le dossier RR15-4-0001 des révisions aux règles de procédures (Rules of Procedure (ci-après, le « ROP ») afin de mettre en œuvre la réforme du registre NERC axée sur le risque (Risk-Based Registration, ci-après le « RBR »). La NERC proposait le retrait des fonctions PSE, IA et LSE et la création d'une nouvelle catégorie d'enregistrement distributeur DSF. [...]. La FERC a approuvé en partie l'initiative de la réforme du registre NERC axée sur le risque dans laquelle les fonctions PSE et IA ont été retirées du registre NERC [...]. En ce qui concerne la demande de retrait de la fonction LSE, la FERC a conclu que la NERC n'avait pas adéquatement justifié le retrait de cette fonction et a ordonné un dépôt de preuve supplémentaire⁵. Suite à ce dépôt supplémentaire, dans l'ordonnance du dossier RR15-4-0016, la Federal Energy Regulatory (ci-après, la « FERC ») est d'avis que les risques posés par le retrait de la fonction LSE sont minimes et que la NERC a démontré que la fiabilité du réseau ne serait pas affectée par le retrait de cette fonction. Le Coordonnateur énonce les motifs retenus par la FERC à la section 2.1 du présent document ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

Avec la note de bas de page 5 suivante :

« ⁵ NERC Compliance filing, docket RR15-4-001, consulté le 19 novembre 2021 au: https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/NERC%20Filings%20to%20FERC%20DL/RBR-ROP_Cmpl_Filing_07172015_RR15-4_posting.pdf ».

En [page 7](#), le Coordonnateur énonce les motifs retenus par la FERC pour justifier le retrait de la fonction LSE :

« i. La définition du terme LSE dans le Glossaire reflète le fait que les activités exercées par la fonction LSE sont de nature commerciale. Les propriétaires et exploitants des éléments BES sont enregistrés sous d'autres fonctions. Le LSE assure une alimentation électrique adéquate pour ses clients, y compris la passation de contrats pour le service de transport associé, afin de fournir cette alimentation à un DP, qui le quel est responsable de la livraison de l'alimentation électrique finale à ses clients aux utilisateurs finaux. Le modèle fonctionnel de la NERC prévoit de la même manière que contrairement au distributeur, le responsable de l'approvisionnement ne possède aucun actif (les lignes) du système de production-transport d'électricité, mais il acquiert un droit à l'égard de l'énergie. » Le LSE ne reçoit que des instructions et transmet des informations au DP et au TOP et, par conséquent, les LSE ne peuvent pas prendre d'actions qui affecteraient la fiabilité du réseau.

ii. Les tâches assignées à la fonction LSE en vertu des normes de fiabilité de la NERC continueraient d'être assurées par d'autres fonctions à l'appui de la fiabilité, conformément aux tarifs, aux règles du marché, aux protocoles de marché et à d'autres accords de marché.

iii. Les obligations du LSE obligations se poursuivent en vertu des tarifs, règles du marché, protocoles de marché et à d'autres accords de marché. Les LSE désenregistrées dont l'enregistrement est retiré représentent un faible pourcentage de la charge dans leurs zones BA zones d'équilibrage respectives. Par ailleurs, les RC et BA n'ont identifié aucun enjeu lié à la prévision de la demande ou aux marges de la réserve;

iv. La NERC a examiné les activités actuelles et historiques de surveillance de la conformité et d'application des organisations enregistrées aux États-Unis en tant que LSE et a conclu qu'aucune violation par entité enregistrée en tant que LSE n'a causé ou aggravé des perturbations ou des événements du réseau électrique ». [notes de bas de page 19 et 20 omises compte tenu du fait qu'aucune référence n'est fournie par le Coordonnateur]

Le Coordonnateur ajoute :

« Le Coordonnateur considère que ces raisons sont aussi pertinentes au Québec. Malgré le retrait de la fonction LSE dans la section applicabilité des normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4, HQD demeure visée par les normes en tant que DP ou RP. Par conséquent, en appui de la fiabilité du réseau, les tâches qui lui sont attribuées en tant que LSE en vertu des normes de fiabilité de la NERC continueraient d'être assurées par ces autres fonctions ». [nous soulignons]

(iii) Le Coordonnateur soumet ce qui suit à l'égard de la demande de retrait de la fonction LSE dans le dossier R-3952-2015 :

« Le Coordonnateur déposera dans un dossier ultérieur la demande de retrait de la fonction LSE dans le modèle de fiabilité au Québec lorsque le projet NERC 2022-02 portant sur la norme MOD-032-1 sera terminé et que la FERC approuvera la norme MOD-032-2 ou toute autre version subséquente de la norme ». [nous soulignons]

(iv) Dans le dossier R-3952-2015, le Coordonnateur indiquait que la FERC à la demande de la NERC, a approuvé le retrait de la fonction LSE ainsi que le rehaussement du seuil d'inclusion pour la fonction DP à 75 MW de charge de pointe. Il proposait de modifier le Registre en conséquence et justifiait sa proposition par l'harmonisation du régime de l'Interconnexion du Québec à celui des autres juridictions ».

Par la décision D-2018-149, la Régie se prononce comme suit à l'égard de cette demande du Coordonnateur :

« [293] La Régie note que plusieurs normes de fiabilité applicables à la fonction LSE sont présentement en vigueur au Québec. Sur la base de la preuve soumise par le Coordonnateur, ces normes ont été adoptées par la Régie qui les a jugées pertinentes pour leur application au Québec.

[294] La Régie est d'avis que pour motiver sa demande de retirer la fonction LSE du modèle québécois, le Coordonnateur doit évaluer la pertinence et l'impact de ce retrait de fonction sur le modèle en question, d'autant plus, qu'en ce qui a trait aux LSE et aux DP, il est différent de celui actuellement en place aux États-Unis. En effet, la Régie rappelle qu'au Québec, selon le Registre à Jour, il n'y a qu'un LSE, soit Hydro-Québec dans ses fonctions de distributeur d'électricité (HQD) et que ce LSE est également le seul « distributeur d'électricité » selon la Loi.

[295] Par conséquent, en l'absence d'évaluation de l'impact et de la pertinence de retirer la fonction LSE du modèle de fiabilité en place au Québec, la Régie réserve sa décision sur la demande du Coordonnateur de retirer cette fonction du Registre et l'autorise à déposer au présent dossier, conformément au calendrier qu'elle fixe à la section 9 de la présente décision, un complément de preuve en lien avec cette demande ». [nous soulignons]

(v) Par la décision D-2015-195 rendue dans le dossier R-3936-2015, la Régie accueillait la demande du Coordonnateur visant à retirer les fonctions PSE et IA du Registre :

« [27] La Régie retient de la preuve que les modifications proposées par la NERC dans sa demande à la FERC reposent sur la conclusion, notamment, « qu'une violation des normes de fiabilité touchant les entités désignées PSE et IA n'aurait aucun effet néfaste sur la fiabilité du réseau ». Elle retient également l'avis du Coordonnateur selon lequel le retrait des fonctions PSE et IA est sans impact sur la fiabilité du transport d'électricité au Québec¹².

[28] La Régie note que ces fonctions sont de nature commerciale et que leurs activités sont sous le contrôle des opérateurs du réseau qui en assure la fiabilité.

[29] Finalement, elle constate que toutes les personnes intéressées ayant soumis des observations, dont notamment l'ACÉ, appuient la demande du Coordonnateur.

[30] Pour ces motifs, la Régie accueille la Demande visant à retirer les fonctions PSE et IA du Registre, de même que sa demande d'approuver le Registre dans ses versions française et anglaise déposées comme pièces B-0005 et B-0006 ».

Avec la note de bas de page suivante :

« ¹² Pièce B-0008, par. 8 ».

(vi) Par la décision D-2020-052 rendue dans les dossiers R-4073-2018 et R-4074-2018, la Régie met fin au dossier R-3952-2015 et demande au Coordonnateur de déposer dans une demande d'approbation de la Méthodologie et du Registre sa demande pour les enjeux qui étaient prévu en phase 2 du dossier R-3952-2015, dont le retrait de la fonction LSE du modèle fonctionnel de fiabilité applicable au Québec.

Demandes :

1.1 La Régie comprend que le Coordonnateur ne demande pas à la Régie l'approbation du retrait de la fonction LSE du modèle québécois (référence (i)) et ne donne pas suite à l'ordonnance du paragraphe 295 de la décision D-2018-149 (référence (iv)). Toutefois, la Régie comprend que le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter les normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4 pour lesquelles cette fonction est retirée.

1.1.1. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie.

R1.1.1

Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie à l'effet qu'elle ne donne pas suite à l'ordonnance mentionnée à la question 1.1 dans le cadre du présent dossier.

1.1.2. Veuillez préciser si le Coordonnateur demande le retrait de la fonction LSE de la section « FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4 » sur la base de la seule approbation de la FERC en 2015 du retrait de la fonction LSE. Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi aucune approbation de la Régie n'est demandée (référence(i)) dans le cadre du présent dossier.

R1.1.2

Le Coordonnateur souligne qu'il ne demande pas le retrait de la fonction responsable de l'approvisionnement (LSE) dans le présent dossier via sa demande d'adoption des normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4 (les « Normes »).

L'un des objectifs de la présente demande vise l'harmonisation du régime de fiabilité avec les réseaux voisins et ne diffère par ailleurs aucunement de certaines demandes antérieures d'adoption de normes, notamment dans les dossiers R-4001-2017 et R-4104-2019.

En effet, ces dossiers portaient notamment, comme en l'espèce, sur des normes de fiabilité où les exigences visant la fonction LSE avaient été retirées, mais pour lesquelles les exigences continuaient d'être assurées par d'autres entités normatives.

À titre d'exemple, dans le dossier R-4001-2017, la fonction LSE a été retirée des exigences E3 et E8 de la norme IRO-001-1.1 et celles-ci ont été remplacées par les exigences E1 et E2 de la norme IRO-001-4¹. De la même façon, dans le dossier R-4104-2019, la Régie a adopté la norme BAL-005-1 en remplacement de la norme BAL-005-0.2b, où la NERC a retiré l'exigence E1.3 visant la fonction LSE².

Le présent dossier porte sur une situation similaire à celles exposées ci-avant. Ainsi, les exigences applicables au LSE dans les Normes au présent dossier sont assurées par une autre entité fonctionnelle, telle que le distributeur (DP), le planificateur des ressources (RP) ou le responsable de l'équilibrage (BA)³. Le Coordonnateur est d'avis qu'aucune conclusion spécifique sur ce point n'est requise dans la présente demande. Le Coordonnateur demande l'adoption des Normes à la Régie, de la même façon qu'il l'avait fait aux dossiers R-4001-2017 et R-4104-2019.

- 1.1.3. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur juge opportun de procéder au retrait de la fonction LSE du modèle québécois lorsque le projet NERC 2022-02 portant sur la norme MOD-032-1 sera terminé et que la FERC approuvera la norme MOD-032-2 ou toute autre version subséquente de la norme (référence (iii)), tandis que la FERC a approuvé le retrait de la fonction LSE en 2015 (référence (ii)).

¹ « Mapping Document » du projet 2014-03 de la NERC, consulté en ligne le 2 mai 2022 à l'adresse suivante :

https://www.nerc.com/pa/Stand/Prjct201403RvsnstoTOPandIROStndrds/2014_03_fifth_posting_mapping_document_20141223.pdf
(en anglais seulement)

² « Mapping Document » du projet 2020-14.2.1 de la NERC, consulté en ligne le 2 mai 2022 à l'adresse suivante :

https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%2020101421%20Phase%20%20DL/BAL-005-1_Mapping_Document_Clean_11102015.pdf
(en anglais seulement)

³ « Analysis Supporting Removal of Load-Serving Entities from the NERC Compliance Registry » de la NERC, consultée en ligne le 2 mai 2022 à l'adresse suivante : https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/NERC%20Filings%20to%20FERC%20DL/RBR-ROP_Comp_Filing_07172015_RR15-4_posting.pdf#page=358 (en anglais seulement)

R1.1.3

Le Coordonnateur juge opportun de procéder au retrait de la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois lorsque la FERC approuvera la norme MOD-032-2 dans le cadre du projet NERC 2022-02, puisque le retrait de la fonction LSE de la norme MOD-032-2 fait en sorte qu'elle n'est pertinente au Québec que si le DP est assujéti.

En effet, la MOD-032-1, présentement en vigueur, demande au LSE de fournir au coordonnateur de la planification (PC) les données de demande globale en régime permanent et les données de demande en régime dynamique. Ces données exigées par le PC peuvent être fournies par un LSE ou un DP. Toutefois, la norme en vigueur telle qu'actuelle écrite n'assujéti pas le DP. Afin d'éviter un vide réglementaire, il est donc important d'attendre la nouvelle version de la norme MOD-032 avant de retirer la fonction LSE du régime de fiabilité au Québec. Un des objectifs du projet 2022-02 de la NERC, dans lequel sera traitée la nouvelle version de la norme MOD-032, est de remplacer l'assujétissement de la fonction LSE par la fonction DP. Ceci permettra au Coordonnateur de procéder avec le retrait de la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois, tout en assurant que les données demandées par le PC continuent d'être fournies en vertu de la norme de fiabilité MOD-032-1.

- 1.1.4. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur a demandé l'approbation du retrait des fonctions PSE et IA en 2015 à la Régie (référence (v)) tandis qu'à ce jour aucune demande de retrait de la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois n'a été soumise (références (i) et (iii)).

R1.1.4

Au moment du dépôt de la demande du Coordonnateur visant notamment le retrait de la fonction négociant (PSE) et responsable des échanges (IA) dans le dossier R-3936-2015, la FERC n'avait pas encore rendu sa décision sur le retrait de la fonction LSE. Le Coordonnateur ne pouvait donc demander le retrait de la fonction LSE en 2015.

Maintenant, le Coordonnateur réfère la Régie à l'explication contenue en réponse à la question R1.1.3 permettant de comprendre pourquoi depuis 2015, il n'a pas déposé de demande en ce sens. Tel que spécifié à la réponse précitée, le Coordonnateur déposera une demande de retrait de la fonction LSE lorsque la norme MOD-032-2, présentement en étude à la NERC dans le projet 2022-02, sera terminée et approuvée par la FERC, et ce, dans le cadre de la demande visant l'adoption de la norme MOD-032-2.

- 1.2 Le Coordonnateur estime que les raisons présentées par la NERC dans sa preuve supplémentaire à la FERC à l'égard du retrait de la fonction LSE sont aussi pertinentes au Québec.

- 1.2.1. Veuillez expliquer en quoi la raison (i) en page 7 de la référence (ii) est aussi pertinente au Québec en tenant compte des particularités du régime de fiabilité québécois, outre que le fait qu'HQD demeure visée en tant que DP ou RP.

R1.2.1

La NERC et la FERC ont reconnu que la fonction LSE, définie comme assurant l'alimentation électrique des consommateurs finaux, est une fonction de nature commerciale. Ces organismes spécialisés ont conclu que les fonctions de nature commerciale, comme la fonction LSE, n'avaient pas d'incidence sur la fiabilité du réseau et qu'en ce sens, la fonction LSE devait être retirée des normes.

Plus précisément, le modèle fonctionnel de la NERC prévoit que le LSE ne possède aucun actif du système de production-transport d'électricité et qu'il ne reçoit que des instructions et transmet des informations au DP et au TOP. Par conséquent, les LSE ne peuvent pas prendre d'actions qui affecteraient la fiabilité du réseau.

Ces raisons sont aussi pertinentes pour le Québec. Le retrait de la fonction LSE du modèle fonctionnel de la NERC n'affecte pas les obligations d'Hydro-Québec en vertu de contrats, ententes ou loi existants, qui continueront d'être assumées notamment auprès de ses propres clients consommateurs finaux et des distributeurs municipaux. Seules ses obligations normatives en tant que LSE cesseront.

- 1.2.2. Veuillez expliquer en quoi la raison (ii) en page 7 de la référence (ii) est aussi pertinente au Québec en tenant compte des particularités du régime de fiabilité québécois, outre que le fait qu'HQD demeure visée en tant que DP ou RP.

R1.2.2

À la page 7 de la pièce HQCF-1, document 2 (référence ii), le Coordonnateur fait référence au dépôt de la preuve supplémentaire de la NERC présentée à la FERC, afin de justifier le retrait de la fonction LSE. L'annexe D de cette preuve supplémentaire présente la liste des normes de fiabilité concernées par la réforme du registre de la NERC axée sur le risque (« RBR »). Le Coordonnateur présente au tableau ci-dessous l'impact du retrait de la fonction LSE, pour les normes de la présente demande et démontre que les tâches assignées à la fonction LSE en vertu des normes de fiabilité au Québec continueraient d'être assurées par d'autres entités fonctionnelles inscrites au Registre.

Normes en vigueur au Québec	Impact du retrait de la fonction LSE
<u>FAC-002-2 (E3)</u> Chaque propriétaire d'installation de transport (TO), ou distributeur (DP) ou responsable de l'approvisionnement (LSE) qui souhaite raccorder de nouvelles installations de transport, de distribution	Le LSE ne possède aucune installation qui serait interconnectée. Le DP est en fait l'entité fonctionnelle appropriée pour coordonner et coopérer avec

Normes en vigueur au Québec	Impact du retrait de la fonction LSE
<p>ou de consommation d'électricité, ou encore modifier substantiellement des installations de transport, de distribution ou de consommation d'électricité déjà raccordées, doit agir en coordination et en collaboration avec son planificateur de réseau de transport (TP) ou son coordonnateur de la planification (PC/PA) pour la réalisation des études[....]</p>	<p>le TP et le PC/PA, et est déjà visée par cette exigence.</p>
<p><u>IRO-010-2 (E3)</u> Chaque coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, exploitant de réseau de transport, propriétaire d'installation de transport et distributeur qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E2 doit respecter les prescriptions de ce document [...]</p>	<p>Le LSE n'est pas une fonction visée dans la spécification de données « Exigences et procédures relatives à la transmission de données et d'informations nécessaires à l'exploitation du réseau de transport principal (RTP) de l'Interconnexion du Québec. » Les données demandées sont fournies par le DP.</p>
<p><u>MOD-031-2 (E2)</u> Chaque entité visée par une demande de données doit fournir les données demandées par son CP ou son BA conformément à la demande de données présentée selon l'exigence E1.</p>	<p>Le LSE n'est pas une fonction visée dans la spécification de données « Exigences et procédures relatives à la transmission de données et d'informations nécessaires à l'exploitation du RTP de l'Interconnexion du Québec. » Les données demandées sont fournies soit par le DP ou le RP.</p>
<p><u>TOP-003-3 (E5)</u> Chaque TOP, BA, GO, GOP, LSE, TO et DP qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E3 ou E4 doit respecter les prescriptions de ce document [...]</p>	<p>Le LSE n'est pas une fonction visée dans la spécification de données « Exigences et procédures relatives à la transmission de données et d'informations nécessaires à l'exploitation du RTP de l'Interconnexion du Québec. » Les</p>

Normes en vigueur au Québec	Impact du retrait de la fonction LSE
	données demandées sont fournies par le DP.

- 1.2.3. Veuillez expliquer en quoi la raison (iii) en page 7 de la référence (ii) est aussi pertinente au Québec en tenant compte des particularités du régime de fiabilité québécois.

R1.2.3

Tel qu'expliqué à la réponse R1.2.1, le fait que la fonction LSE soit retirée du modèle fonctionnel NERC au Québec n'implique pas que les activités et les obligations d'Hydro-Québec en vertu de contrats, ententes ou loi existants vont de ce fait cesser. Ces activités de nature commerciale sont considérées par la NERC comme n'ayant aucune incidence sur la fiabilité du réseau, mais perdureront au-delà du retrait de la fonction LSE.

La NERC observe que les LSE désenregistrés dont l'enregistrement est retiré représentent un faible pourcentage de la charge dans leurs zones d'équilibrage respectives. Le Coordonnateur souligne qu'il s'agit de LSE uniquement et non des entités cumulant d'autres fonctions normatives en plus de la fonction LSE. En effet, les entités enregistrées uniquement en tant que LSE et ne cumulant pas une autre fonction normative représentent une faible proportion de la totalité des LSE et par conséquent alimentent un faible pourcentage de la charge dans leurs zones d'équilibrage respectives. Au Québec, l'unique LSE est non seulement enregistré en tant que LSE mais également en tant que DP et RP. Il n'existe pas de LSE uniquement comme c'est le cas aux États-Unis.

Le Coordonnateur confirme que le RC et le BA n'ont identifié aucun enjeu lié à la prévision de la demande ou aux marges de la réserve.

- 1.2.3.1. Veuillez indiquer si le LSE dont l'enregistrement est retiré représente au Québec un faible pourcentage de la charge dans la zone BA respective.

R1.2.3.1

Voir réponse R1.2.3.

- 1.2.3.2. Veuillez confirmer que le RC et le BA n'ont identifié aucun enjeu au Québec lié à la prévision de la demande ou aux marges de la réserve.

R1.2.3.2

Voir réponse R.1.2.3.

- 1.2.4. Veuillez expliquer en quoi la raison (iv) en page 7 de la référence (ii) est aussi pertinente au Québec en tenant compte des particularités du régime de fiabilité québécois.

R1.2.4

Bien que la NERC n'ait pas considéré spécifiquement les activités actuelles ou l'historique de surveillance de la conformité et d'application de la fonction LSE au Québec, le Coordonnateur a consulté HQD à ce sujet et comprend qu'aucune non-conformité n'a causé ou aggravé des perturbations ou des événements sur le réseau de transport.

- 1.2.4.1. Veuillez indiquer si les activités actuelles et historiques de surveillance de la conformité et d'application du LSE au Québec ont été considérées par la NERC.

R1.2.4.1

Voir la réponse R1.2.4.

- 1.2.5. Veuillez expliquer en quoi les raisons (i) à (iv) en page 7 de la référence (ii) ne sont pas suffisantes pour justifier le retrait de la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois.

R1.2.5

Voir la réponse R1.1.3 et R1.1.4.

- 1.2.6. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur estime que les raisons (i) à (iv) de la référence en page 7 de la référence (ii) ne donnent pas suite à l'ordonnance du paragraphe 295 de la décision D-2018-149 (référence (iv)), à tout le moins partiellement.

R1.2.6

Le Coordonnateur est d'avis que le présent dossier présente l'évaluation de l'impact du retrait de la fonction LSE des Normes du présent dossier. Cependant, comme indiqué aux réponses R1.1.3 et R1.1.4, le Coordonnateur ne demande pas le retrait de la fonction LSE du Registre et du modèle de fiabilité québécois avant que la fonction LSE ne soit retirée de la norme MOD-032-2.

- 1.2.6.1. Veuillez préciser si, en demandant l'adoption des normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4 pour lesquelles la fonction LSE est retirée, le Coordonnateur demande à la Régie de se satisfaire des raisons (i) à (iv) en page 7 de la référence (ii). Veuillez expliquer.

R1.2.6.1

Le Coordonnateur a présenté les raisons (i) à (iv) déposées par la NERC dans sa preuve supplémentaire et retenue par la FERC pour justifier le retrait de la fonction LSE du registre NERC et des Normes du présent dossier. Dans le contexte de la demande d'adoption des Normes pour lesquelles la fonction LSE est retirée, la raison (ii) satisfait la demande de la Régie. Comme spécifié à la réponse R1.2.2, le tableau démontre que les tâches assignées à la fonction LSE en vertu des normes de fiabilités au Québec continuent d'être assurées par d'autres entités fonctionnelles inscrites au Registre.

- 1.2.6.2. Dans le cas contraire, veuillez indiquer si le Coordonnateur entend resoumettre ces raisons lors de sa demande éventuelle de retrait de la fonction LSE en suivi de l'ordonnance du paragraphe 295 de la décision D-2018-149 (référence (iv)).

R1.2.6.2

Voir la réponse R1.2.6.1. Lorsque le projet NERC portant sur la norme MOD-032-2 sera approuvé par la FERC, le Coordonnateur soumettra une demande d'adoption de cette norme, ainsi qu'un Registre modifié demandant le retrait de la fonction LSE.

Le Coordonnateur suivra le processus de consultation préalable au dépôt des normes de fiabilité pour adoption par la Régie, et publiera un sommaire comportant une description des modifications proposées au Registre et à la norme MOD-032-2 ainsi qu'une évaluation préliminaire de la pertinence et des impacts des modifications proposées.

- 1.3 La Régie note que le Coordonnateur entend déposer dans un dossier ultérieur la demande de retrait de la fonction LSE du modèle de fiabilité au Québec lorsque le projet NERC 2022-02 portant sur la norme MOD-032-1 sera terminé et que la FERC approuvera la norme MOD-032-2 ou toute autre version subséquente de la norme (référence (iii)).

- 1.3.1. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la norme MOD-032 sera la dernière norme de fiabilité applicable à la fonction LSE au Québec.

R1.3.1

Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie. La norme MOD-032 est la dernière norme applicable à la fonction LSE. Le Coordonnateur a effectué une recherche dans l'ensemble des normes en vigueur au Québec et présente dans le tableau ci-dessous les normes où se trouve une référence au terme « LSE ».

Norme	Impact
FAC-002-2	Demande de retrait dans le présent dossier.
INT-006-5	Le terme LSE se retrouve dans le texte non normatif des « Principes directeurs et fondements techniques ». Le Coordonnateur communiquera à la NERC cette correction à faire lors du prochain projet de modification de la norme.
IRO-005-3.1a	Seule l'exigence E11 demeure en vigueur et cette exigence ne vise pas la fonction LSE.
MOD-031-2	Demande de retrait dans le présent dossier.

Norme	Impact
MOD-032-1	Projet NERC 2022-02 en cours
TOP-001-3	Le terme LSE se retrouve dans le texte non normatif des « Justifications ». Le Coordonnateur communiquera à la NERC cette correction à faire lors du prochain projet de modification de la norme.
TOP-002-2.1b	Seule l'exigence E16 demeure en vigueur et cette exigence ne vise pas la fonction LSE.
IRO-010-2	Demande de retrait dans le présent dossier.
TOP-003-3	Demande de retrait dans le présent dossier.

1.3.2. Veuillez expliquer en quoi l'évaluation de l'impact et de la pertinence de retirer la fonction LSE du modèle de fiabilité en place au Québec demandée au paragraphe 295 de la décision D-2018-149 (référence (iv)) sera bonifiée par les modifications à la norme MOD-032 (référence (iii)).

R1.3.2

Voir les réponses R1.1.3, R1.1.4 et R1.2.6. En somme, l'évaluation de l'impact et de la pertinence de retirer la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois sera seulement bonifiée par le fait qu'aucune norme de fiabilité ne sera applicable à la fonction LSE. En l'espèce, les modifications proposées à la norme MOD-032-2 dans le projet 2022-02 de la NERC, incluant notamment le retrait de la fonction LSE et l'assujettissement du DP à la norme, feront en sorte que les exigences de la norme MOD-032 seront assurées par un DP au lieu d'un LSE.

1.3.3. Veuillez justifier la pertinence de tenir compte des modifications à la norme MOD-032 dans l'évaluation de l'impact et de la pertinence de retirer la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois (référence (iii)) tandis que les conclusions du projet NERC 2022-02 portant sur la norme MOD-032-1 n'ont pas été considérées par la FERC lors de l'approbation du retrait de la fonction LSE en 2015 (référence (ii)).

R1.3.3

Voir la réponse R1.1.3. Dans sa lettre d'ordonnance RR15-4-001⁴, la FERC s'est jugée satisfaite des réponses dans la preuve complémentaire de la NERC quant au retrait de la fonction LSE et ce, malgré l'absence de conclusions dans le projet 2022-02 de la NERC portant notamment sur la MOD-032-1. La FERC a conclu que les données fournies par les LSE aux États-Unis continueraient d'être assurées par

⁴ Lettre d'ordonnance RR15-4-001 de la FERC (page 3, paragraphe 7), consultée en ligne le 2 mai 2022 à l'adresse suivante : https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/FERCOrdersRules/Order_RBR_ROP_10152015_RR15-4.pdf#page=3 (en anglais seulement)

d'autres fonctions à l'appui de la fiabilité, conformément aux tarifs, aux règles du marché, aux protocoles de marché et à d'autres accords de marché.

Ajout de la fonction « Distributeur DSF »

2. Référence :
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 8;
 - (v) Pièce [B-0008](#), norme PRC-006-5, p. 1;
 - (vi) Dossier R-3699-2009, décision [D-2011-068](#), p. 36;
 - (vii) [Registre des entités visées par les normes de fiabilité](#), p. 4;
 - (viii) [Registre des entités visées par les normes de fiabilité](#), p. 4;
 - (ix) [Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité](#), p. 21;
 - (x) [Appendix 5B Statement of Compliance Registry Criteria](#), p. 6-7;
 - (xi) [Ordonnance FERC, dossier RR15-4-000](#), p. 24;
 - (xii) Norme [CIP-002-5.1a](#), p. 1;
 - (xiii) Norme [PRC-006-NPCC-2](#), p. 1.

Préambule :

(i) « Étant donné que les exigences applicables au distributeur DSF s'appliquent également au TO, l'ajout de la fonction distributeur DSF dans la section applicabilité de la norme PRC-006-5 n'a aucun impact au Québec. Le Coordonnateur est d'avis que les modifications apportées à la norme PRC-006-5 contribuent à l'harmonisation avec les réseaux voisins ». [nous soulignons]

(ii) « La North American Electric Reliability Corporation (ci-après, la « NERC »), a soumis pour approbation dans le dossier RR15-4-000 des révisions aux règles de procédures (Rules of Procedure (ci-après, le « ROP ») afin de mettre en œuvre la réforme du registre NERC axée sur le risque (Risk-Based Registration, ci-après le « RBR »). La NERC proposait le retrait des fonctions PSE, IA et LSE et la création d'une nouvelle catégorie d'enregistrement distributeur DSF. Un distributeur DSF est un distributeur qui possède, contrôle ou exploite le système de délestage de charge en sous fréquence nécessaire pour la mise en œuvre d'un programme de délestage de charge en sous fréquence, mais qui ne répond à aucun des autres critères d'enregistrement en tant que distributeur. La FERC a approuvé en partie l'initiative de la réforme du registre NERC axée sur le risque dans laquelle les fonctions PSE et IA ont été retirées du registre NERC et une nouvelle catégorie d'enregistrement distributeur DSF a été créée ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iii) Le Coordonnateur indique qu'il n'y a aucune modification au Glossaire et aucune modification au Registre.

(iv) « NERC propose que le distributeur DSF soit tenu de se conformer uniquement aux normes de fiabilité PRC006-5 et PRC-006-NPCC-2. Un distributeur DSF est un distributeur et entité responsable qui possède, contrôle ou exploite le(s) système(s) de protection contre le délestage en sous-fréquence nécessaire à la mise en œuvre d'un programme de délestage en sous-fréquence conçu pour la protection du BES, mais qui ne répond à aucun des autres critères d'enregistrement d'un DP. Au Québec, Hydro-Québec TransÉnergie et équipement, en tant que propriétaire d'installations de transport (TO), est la seule entité qui possède, contrôle ou exploite le UFLS. Étant donné que les exigences applicables au distributeur DSF s'appliquent également au TO, l'ajout de la fonction distributeur DSF dans la section applicabilité de la norme PRC-006-5 n'a aucun impact au Québec ». [nous soulignons]

(v) « Applicabilité :

4.1. Coordonnateurs de la planification.

4.2. Entités DSF, c'est-à-dire des entités propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification. Ces entités peuvent comprendre un ou plusieurs :

4.2.1. propriétaires d'installation de transport ;

4.2.2. distributeurs ;

4.2.3. distributeurs DSF.

4.3. Propriétaires d'installation de transport qui possèdent des éléments désignés dans le programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification ». [nous soulignons]

(vi) « [149] Le Registre des entités a pour objectif d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité, selon les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC (les Fonctions de la NERC), de façon à établir les normes de fiabilité auxquelles elles sont assujetties ».

(vii) La fonction « distributeur » est présentée dans le Registre comme suit : « Distributeur (DP) : Distributeur dont la puissance de pointe dépasse 75 MW et dont les installations sont raccordées à un réseau de transport d'électricité, sans égard à la nature de ce réseau de raccordement, qu'il soit principal ou régional ».

(viii) « De plus, aux fins d'application des normes, le Registre identifie les caractéristiques suivantes en lien avec chaque entité :

- Propriétaire ou exploitant d'une installation du RTP;
- Propriétaire ou exploitant d'une installation du réseau « Bulk » ;
- Propriétaire ou exploitant d'une ligne de transport exploitée à 200 kV et plus;
- Propriétaire ou exploitant d'une installation / appareil requis pour la remise en charge du réseau;
- Propriétaire ou exploitant d'automatisme de réseau classés type I ou II par le NPCC;
- Propriétaire ou exploitant de programme de délestage en sous-tension;
- Propriétaire ou exploitant de programme de délestage en sous-fréquence;
- Propriétaire d'installation de production à vocation industrielle (PVI) ». [nous soulignons]

(ix) Le terme « distributeur » est défini au Glossaire comme suit : « *Entité qui fournit et exploite les circuits entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. Pour les consommateurs finaux desservis aux tensions de transport, le propriétaire d'installation de transport agit également comme distributeur. Ainsi, ce n'est pas une tension particulière qui définit le distributeur, mais plutôt le fait d'exécuter la fonction de distribution à n'importe quelle tension* ».

(x) La Régie cite un extrait du document « *Appendix 5B Statement of Compliance Registry Criteria* » des règles de procédure (Rules of Procedure) de la NERC mentionnées par le Coordonnateur en référence (ii):

« *III. Except as provided in Section V below, entities identified in Section II above as being subject to Registration as a Distribution Provider should be included in the Compliance Registry for these functions only if they meet any of the criteria listed below:*

III(a) Distribution Provider:

III.a.1 Distribution Provider system serving >75 MW of peak Load that is directly connected to the BES; or

III.a.2 Distribution Provider is the responsible entity that owns, controls, or operates Facilities that are part of any of the following Protection Systems or programs designed, installed, and operated for the protection of the BES:

- *a required Undervoltage Load Shedding (UVLS) program and/or*
- *a required Special Protection System or Remedial Action Scheme and/or*
- *a required transmission Protection System; or*

III.a.3 Distribution Provider that is responsible for providing services related to Nuclear Plant Interface Requirements (NPIRs) pursuant to an executed agreement; or

III.a.4 Distribution Provider with field switching personnel identified as performing unique tasks associated with the Transmission Operator's restoration plan that are outside of their normal tasks.

III(b) Distribution Provider with UFLS-Only assets (referred to as "UFLS-Only Distribution Provider")

III.b.1 UFLS-Only Distribution Provider does not meet any of the other registration criteria in Sections III(a)(1)-(4) for a Distribution Provider; and

III.b.2 UFLS-Only Distribution Provider is the responsible entity that owns, controls, or operates UFLS Protection System(s) needed to implement a required UFLS Program designed for the protection of the BES.

The Reliability Standards applicable to UFLS-Only Distribution Providers are: (1) any version of PRC-005 and PRC-006 applicable to UFLS-Only Distribution Providers, (2) any regional Reliability Standard whose purpose is to develop or establish a UFLS Program, and (3) any Reliability Standard that lists UFLS-Only Distribution Provider in the applicability section. Reliability Standards that apply to Distribution Providers will not apply to UFLS-Only Distribution Providers, unless explicitly stated in the applicability section of these Reliability Standards and in future revisions and/or versions ». [nous soulignons]

(xi) « *The PSEG Companies suggests that all references to “underfrequency load shedding-only distribution provider” should be removed because this term is not defined in the NERC Glossary. As NERC explains, there is no requirement for terms used in the Registry Criteria to mirror those in the NERC Glossary; the registration process is developed and maintained pursuant to the NERC Rules of Procedure. NERC indicates that it will make any necessary changes to the NERC Glossary and notes that it has initiated a project to align NERC Glossary terms with definitions used in the Rules of Procedure ». [nous soulignons]*

(xii) « 4. Applicabilité:

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte des exigences de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement les « entités responsables ». Dans le cas des exigences de cette norme qui visent une entité fonctionnelle particulière ou un sous-ensemble particulier d’entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. Responsable de l’équilibrage

4.1.2. Distributeur qui possède un ou plusieurs des systèmes, installations et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du BES :

4.1.2.1. Chaque système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ou de délestage de charge en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d’un programme de délestage de charge visé par une ou plusieurs exigences d’une norme de fiabilité de la NERC ou de l’entité régionale, et

4.1.2.1.2. effectue du délestage automatique de charge de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l’entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. Chaque automatisme de réseau ou plan de défense visé par une ou plusieurs exigences d’une norme de fiabilité de la NERC ou de l’entité régionale.

4.1.2.3. Chaque système de protection applicable au transport (excluant les systèmes DSF et DST) visé par une ou plusieurs exigences d’une norme de fiabilité de la NERC ou de l’entité régionale.

4.1.2.4. Chaque chemin de démarrage et groupe d’éléments respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une ressource à démarrage autonome jusqu’au premier point de raccordement,

inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer ». [nous soulignons]

(xiii) « 4. Applicabilité:

4.1. Entités fonctionnelles:

4.1.1. Propriétaires d'installation de production

4.1.2. Coordonnateurs de la planification

4.1.3. Distributeurs qui sont propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification

4.1.4. Propriétaires d'installation de transport qui sont propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification ». [nous soulignons]

Demandes :

2.1 La Régie comprend que le Coordonnateur demande l'introduction d'une nouvelle fonction ou catégorie d'entité visée par la norme PRC-006-5, soit le « distributeur DSF », dans le modèle de fiabilité québécois (référence (i)).

2.1.1. Veuillez indiquer si cette compréhension est exacte.

R2.1.1

Le Coordonnateur explique à la réponse R2.1.2 que les termes « catégorie d'entité visée » et « fonction » sont deux synonymes. Dans le modèle fonctionnel de la NERC, le « distributeur DSF » est plutôt une sous-fonction de la fonction distributeur (DP). Le Coordonnateur ne demande pas l'introduction d'une nouvelle sous-fonction, soit celle du « distributeur DSF », dans le modèle de fiabilité québécois. Il en a fait état dans sa preuve simplement afin de mentionner à la Régie que l'ajout de la sous-fonction « distributeur DSF », dans la section applicabilité de la norme PRC-006 5, n'avait aucun impact au Québec.

En effet, pour être visée en tant que « distributeur DSF », une entité doit posséder, contrôler ou exploiter un système de protection contre le délestage en sous-fréquence (DSF) nécessaire à la mise en œuvre d'un programme de délestage en sous-fréquence conçu pour la protection du RTP. De plus, cette sous-fonction ne doit pas rencontrer aucun des autres critères d'enregistrement d'un DP. Aucune entité au Québec ne répond aux critères d'enregistrement d'un « distributeur DSF ». Ainsi, puisque cet ajout ne trouve pas application au Québec, il n'y'a aucun impact sur le modèle de fiabilité québécois.

2.1.2. Veuillez expliquer la différence entre une catégorie d'entité visée et une nouvelle fonction.

R2.1.2

Le terme « functional category », traduit par « catégorie d'entité visée » en français, est utilisé dans la preuve de la NERC et dans l'ordonnance de la FERC dans le dossier de la réforme du registre NERC axée sur le risque. Ce terme est synonyme « aux fonctions » selon le modèle fonctionnel de la NERC auxquelles une entité visée est catégorisée dans le registre de la NERC. Au Québec, c'est au chapitre 2 du Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le « Registre ») qu'une entité est catégorisée.

Une nouvelle fonction serait une autre fonction autre que les fonctions existantes dans le modèle fonctionnel de la NERC et du Registre, tel que le RC, BA, TOP, TO, GO, GOP, DP, etc.

- 2.1.3. Veuillez expliquer si, en général, l'ajout d'une catégorie à une fonction nécessite des ajustements à la définition de cette fonction.

R2.1.3

Le Coordonnateur est d'avis que l'ajout d'une sous-fonction à une fonction existante n'est nécessaire que dans le cas où cette sous-fonction est pertinente au Québec.

- 2.1.4. En tenant compte de la référence (vi), veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur ne soumet pas de modification au Registre en lien avec cette demande (référence (iii)).

R2.1.4

Voir les réponses R2.1.2 et R2.1.3. L'objectif du Registre est d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité selon les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC, de façon à établir les normes de fiabilité auxquelles elles sont assujetties. Aucune entité visée au Québec ne répond à la définition d'un distributeur DSF, et le Coordonnateur ne demande pas le retrait de la fonction LSE.

Par conséquent, le Coordonnateur ne juge pas pertinent de soumettre des modifications au Registre.

- 2.1.5. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur ne soumet pas de modification au Glossaire en lien avec cette demande (référence (iii)).

R2.1.5

La NERC a jugé qu'il n'y avait aucune raison d'ajouter la définition de distributeur DSF dans le glossaire de la NERC, ni dans le modèle fonctionnel de la NERC. Elle a jugé suffisant d'identifier un distributeur DSF en tant qu'entité fonctionnelle par l'identification de la fonction DP et des installations UFLS dans la section applicabilité dans les normes de fiabilité.

Elle figure plutôt dans l'annexe 5B des règles de procédures de la NERC (« *Rules of Procedure* »)⁵. De la même façon et considérant les conclusions de la NERC sur cette question, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas opportun d'ajouter cette définition dans le Glossaire. Cette situation est d'autant plus vraie du fait que, telle qu'expliquée à la réponse R2.1.1, la fonction n'est pas applicable au Québec.

2.2 La Régie retient de la définition fournie par le Coordonnateur qu'un « distributeur DSF » possède, contrôle ou exploite le système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) nécessaire pour la mise en œuvre d'un programme de DSF (référence (ii)). Les règles de procédure de la NERC que le Coordonnateur mentionne en référence (ii), identifient des critères spécifiques qui lui permettent d'enregistrer une entité comme distributeur (DP) (référence (x), III(a)a, critères III.a.1 à III.a.4).

2.2.1. Veuillez indiquer si ces critères (référence (x), III.a, critères III.a.1 à III.a.4) sont applicables au Québec pour l'enregistrement d'une entité comme DP. Sinon, veuillez énoncer les critères qui sont applicables au Québec.

R2.2.1

Au Québec, pour qu'une entité visée soit inscrite au Registre à titre de DP, les critères utilisés sont ceux inscrits au Registre :

« Distributeur (DP) : Distributeur dont la puissance de pointe dépasse 75 MW⁶ et dont les installations sont raccordées à un réseau de transport d'électricité, sans égard à la nature de ce réseau de raccordement, qu'il soit principal ou régional. »

Les critères de la référence (x) ne sont donc pas applicables au Québec pour les raisons suivantes. Le critère III.a.2 des règles de procédures de la NERC n'est pas applicable au Québec puisqu'aucun DP ne possède, ne contrôle ou n'exploite les installations faisant partie d'un système de protection utilisé pour la protection du RTP. Quant au critère III.a.3, il est non applicable, car il n'existe aucune centrale nucléaire au Québec. Finalement, concernant le critère III.a.4, aucun DP ne possède du personnel dont certaines tâches sont associées au plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport (TOP).

2.2.2. Veuillez indiquer si ces critères applicables au Québec peuvent être déduits de la définition du DP au Glossaire (référence (ix)). Veuillez expliquer.

R2.2.2

Voir réponse R2.2.1. Le Coordonnateur mentionne que la fonction DP ainsi que les précisions quant à sa portée au Québec sont déjà codifiées dans le Registre.

⁵ Annexe 5B de la NERC, consultée le 2 mai 2022 au

<https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/RuleOfProcedureDL/Appendix%205B.pdf> (en anglais seulement)

⁶ Décision D-2018-149 de la Régie (paragraphe 298), consultée le 2 mai 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPri/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf

- 2.2.3. Veuillez indiquer si ces critères applicables au Québec sont inscrits dans un autre document du modèle de fiabilité québécois.

R2.2.3

Les seuls critères applicables au Québec sont ceux inscrits dans le Registre.

- 2.2.4. Veuillez préciser parmi ces critères applicables au Québec, lesquels sont des critères auxquels ne répond pas le « distributeur DSF » en tant que DP selon la définition des références (ii) et (iv).

R2.2.4

Voir la réponse R2.2.1.

- 2.2.5. La Régie note que, parmi les critères énoncés dans la référence (x), seul le critère lié au seuil de puissance de 75 MW est codifié dans le Registre (référence (vii)). Veuillez commenter l'opportunité de codifier au Registre l'ensemble des critères applicables au Québec pour l'enregistrement d'une entité comme DP, compte tenu de l'absence d'un document comparable aux règles de procédure de la NERC dans le modèle de fiabilité québécois.

R2.2.5

Le Coordonnateur juge important de préciser que l'objectif de l'annexe 5b des règles de procédures est de décrire comment la NERC identifie les entités visées et la fonction du modèle NERC à laquelle elles seraient assujetties.

Quant au Registre, l'objectif de ce document est de permettre d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité, les fonctions du modèle de la NERC pertinentes aux normes de fiabilité et les annexes au Québec auxquelles elles sont assujetties, ainsi que d'autres caractéristiques pertinentes à l'application des normes de fiabilité au Québec.

Outre le critère lié au seuil de puissance de 75 W qui est déjà codifié dans le Registre, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'y a pas lieu de codifier au Registre l'ensemble des critères énoncés à la référence (x) puisqu'ils ne sont pas applicables au Québec, comme mentionné à la réponse R2.2.1.

Par ailleurs, lors de la période de consultation publique des normes du présent dossier, aucune entité visée n'a émis de commentaire sur une possible ambiguïté concernant la fonction UFLS-DP et à savoir s'ils étaient assujettis ou non.

- 2.3 La référence (viii) provenant du Registre permet l'identification d'une entité en tant que propriétaire ou exploitant de programme de délestage en sous-fréquence. Veuillez indiquer si une telle entité, dans le cas où elle serait également identifiée au Registre comme DP, pourrait être considérée comme un « distributeur DSF ».

R2.3

Une entité qui est à la fois propriétaire ou exploitant de programme de DSF et enregistrée en tant que DP au Québec ne serait pas considérée comme un distributeur DSF, car elle répond au point III.a.1 de la référence (x). Afin qu'une

entité visée soit identifiée en tant qu'un distributeur DSF seulement, elle doit être propriétaire ou exploitant de programme DSF et ne peut répondre à aucun autre critère d'enregistrement de DP.

- 2.3.1. Veuillez élaborer sur l'opportunité de codifier à cette même section du Registre, ou dans un autre support que le Coordonnateur jugera adéquat, tous les éléments permettant de faire la distinction entre une entité DP et une entité « distributeur DSF » (référence (x), III(b), critères III.b.1 et III.b.2).

R2.3.1

Tel qu'inscrit à la réponse R2.2.5, il n'est pas pertinent d'identifier les caractéristiques décrivant l'entité distributeur DSF dans le Registre ou tout autre support, puisqu'il n'y a pas de distributeur DSF au Québec.

- 2.3.1.1. Veuillez indiquer si, selon le Coordonnateur, l'absence de codification de ces éléments pourrait occasionner une confusion sur l'applicabilité de la norme PRC-006-5, notamment pour distinguer une « entité DSF - distributeur » d'une « entité DSF - distributeur DSF » (référence (v)).

R2.3.1.1

Le Coordonnateur est d'avis que la codification « d'entité DSF » à la section 4.2 de la norme PRC-006-5 n'apporte pas de confusion sur l'applicabilité de la norme, et que cette façon de codifier les entités visées afin de faciliter la lecture de la norme en les regroupant sous un terme n'est pas unique à la PRC-006-5. À titre d'exemple, la NERC regroupe plusieurs entités visées sous la codification « entités fonctionnelles » à la section « applicabilité » de la norme EOP-004-4.

- 2.3.1.2. Veuillez indiquer si, selon le Coordonnateur, l'absence de codification de ces éléments pourrait occasionner une confusion pour l'applicabilité de la norme CIP-002-5-1.a par exemple (référence (xii)).

R2.3.1.2

Le Coordonnateur est d'avis que l'absence de codification de ces éléments n'occasionne pas de confusion pour l'applicabilité d'une entité visée à une norme, notamment la CIP-002-5.1a qui est utilisée à titre d'exemple. Dans le cas de la section 4.1.2 de la section « Applicabilité » de la norme, CIP-002-5.1a, les critères applicables au distributeur aux alinéas 4.1.2.1, 4.1.2.3 et 4.1.2.4 vont au-delà des critères d'un distributeur DSF.

- 2.4. Veuillez indiquer si, de l'avis du Coordonnateur, l'usage par la NERC du terme « *only* » dans la terminologie anglaise « *underfrequency load shedding only distribution providers* », contribue à la mise en évidence de la différence entre une entité DP et une entité « distributeur DSF ».

- 2.4.1. Veuillez élaborer sur l'opportunité d'utiliser une traduction française reflétant la différenciation induite par le terme anglais « *only* ».

R2.4.1

Le Coordonnateur mentionne avoir consulté le traducteur agréé ayant attesté la traduction des normes dans le présent dossier aux fins de la présente question. À la lumière de cette consultation, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas opportun d'utiliser une traduction française reflétant la différenciation induite par le terme anglais « only ». Le modèle du terme « entité DSF » de la section « applicabilité » de la norme PRC-006-5, est suffisant dans la mesure où il n'existe pas d'équivalent français établi et que l'anglais n'est aucunement motivé.

- 2.5 Veuillez indiquer s'il est possible selon le Coordonnateur, que d'autres entités qu'Hydro-Québec TransÉnergie et équipement puissent à l'avenir posséder, contrôler ou exploiter un système de DSF nécessaire pour la mise en œuvre d'un programme de DSF (référence (iv)).

R2.5

À la connaissance du Coordonnateur, il n'est pas envisagé à ce stade qu'une autre entité qu'Hydro-Québec dans ses activités de transport possède, contrôle ou exploite un système de DSF conçu pour la protection du RTP.

- 2.5.1. Veuillez indiquer quel serait alors l'impact de l'ajout de la fonction/catégorie « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de la norme PRC-006-5 au Québec, le cas échéant.

R2.5.1

Voir la réponse R2.5. Puisqu'aucune entité ne répond à la définition d'un distributeur DSF, le Coordonnateur estime qu'il n'y a aucun impact de l'ajout de la fonction « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de la norme PRC-006-5 au Québec.

- 2.6 Veuillez indiquer si, à la connaissance du Coordonnateur, la NERC prévoit d'ajouter la fonction/catégorie « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de la norme PRC-005 comme citée en référence (x) et à quel moment le cas échéant.

R2.6

La portée du projet 2019-04 de la NERC, approuvé par le *Standards Committee* de la NERC le 20 octobre 2021, prévoit ajouter la fonction « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de la norme PRC-005⁷.

- 2.6.1. Veuillez indiquer si, de l'avis du Coordonnateur, d'autres normes pourraient viser la fonction/catégorie « distributeur DSF ».

R2.6.1

⁷ Projet 2019-04 de la NERC, consulté le 2 mai 2022 au https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201904%20Modifications%20to%20PRC0056%20DL/2019-04_PRC-005_SAR_10202021.pdf (en anglais seulement)

Dans sa demande d'approbation dans le dossier RR-15-400⁸, la NERC a exclu l'ajout de la fonction distributeur DSF de la norme PRC-005 puisqu'en raison des progrès technologiques, les relais plus modernes sont autoentretenus et autocontrôlés. Dans son ordonnance rendue dans le dossier dans le cadre de ce même dossier, la FERC était d'avis que la fonction distributeur DSF devrait s'appliquer à la norme PRC-005. Les modifications proposées dans le projet 2019-04 de la NERC répondent à la préoccupation de la FERC. Selon la compréhension du Coordonnateur, à ce jour, aucune autre norme n'est visée par cette fonction.

2.6.1.1. Veuillez élaborer, selon la compréhension du Coordonnateur, sur le traitement éventuel des futures modifications aux normes de fiabilité apportées en lien avec l'ajout la fonction/catégorie « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de chacune de ces normes compte tenu de l'absence d'une quelconque codification à ce sujet au Québec.

R2.6.1.1

Le traitement éventuel des futures modifications aux normes de fiabilité en lien avec l'ajout de la fonction « distributeur DSF », le cas échéant, se ferait comme tout autre projet de dépôt de norme à la Régie. Le Coordonnateur présenterait un sommaire des modifications à la norme et indiquerait la pertinence et l'impact au Québec des modifications apportées à la norme.

2.7 Veuillez indiquer si, à la connaissance du Coordonnateur, la NERC/le NPCC prévoit ajouter la fonction « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de la norme PRC-006-NPCC-2 qui est complémentaire à la norme PRC-006-5.

R2.7

À la connaissance du Coordonnateur, le NPCC prévoit apporter des modifications à la norme PRC-006-NPCC-2 au moment où celle-ci fera l'objet d'une revue en 2023 ou en 2024.

2.7.1. Veuillez indiquer si une entité - distributeur qui est propriétaire ou responsable de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification (référence (xiii)) est un « distributeur DSF ». Veuillez expliquer, notamment en vous appuyant sur les définitions des différents termes au Glossaire du Québec et en fournissant les critères permettant de distinguer les deux situations, le cas échéant

R2.7.1

Selon l'interprétation du Coordonnateur, l'entité DP qui est propriétaire ou responsable de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par le PC de la norme PRC-006-NPCC-2

⁸ Dossier RR15-4-001 de la NERC, consulté le 2 mai 2022 au https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/NERC%20Filings%20to%20FERC%20DL/Petition_RBR_Initiative_ROP_12112014.pdf#page=43 (en anglais seulement)

est un distributeur DSF. Comme indiqué à la réponse R2.4, le Coordonnateur comprend le NPCC prévoit apporter des modifications à la norme PRC-006-NPCC-2 au moment où la norme fera l'objet d'une revue en 2023 ou 2024.

- 2.7.2. Veuillez élaborer au sujet des impacts, sur la norme PRC-006-NPCC-2, de l'ajout de la fonction/catégorie « distributeur DSF » à la norme PRC-006-5 compte tenu de la complémentarité entre ces deux normes.

R2.7.2

Voir la réponse R.2.7.1. Il n'y a aucun impact puisque, selon la compréhension du Coordonnateur, la norme PRC-006-NPCC-2 s'applique aux distributeurs DSF.

- 2.8 Veuillez indiquer si, à la connaissance du Coordonnateur, la NERC prévoit procéder à un arrimage du Glossaire de la NERC avec les termes de règles de procédure de la NERC et à quel moment (référence (xi)).

R2.8

L'arrimage du Glossaire NERC avec les termes de règles de procédure de la NERC auquel la référence (xi) réfère aux modifications proposées par la NERC dans le projet 2015-04 – *Alignment of Terms*. À la connaissance du Coordonnateur, la NERC ne prévoit pas d'autre arrimage du Glossaire avec les règles de procédure de la NERC afin d'ajouter le terme distributeur DSF.

Références aux termes « entité régionale » et « ERO »

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0008](#);
 - (ii) Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision [D-2015-059](#), p. 70 à 72;
 - (iii) Dossier R-4173-2021, décision [D-2022-021](#), p. 10.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur dépose les normes de fiabilité FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3, MOD-033-2, PRC-006-5 et TOP-003-4, dans leur version française.

La Régie note 12 références au terme « entité régionale » dans le texte français des normes de fiabilité.

Une partie des références au terme « entité régionale » se retrouvent à la section « C. Conformité » des normes et font l'objet de dispositions particulières pour le Québec:

- FAC-002-3 (1 occurrence)
- IRO-010-3 (1 occurrence)
- MOD-031-3 (1 occurrence)
- MOD-033-2 (1 occurrence)
- PRC-006-5 (1 occurrence)
- TOP-003-4 (1 occurrence)

Des références aux termes « entité régionale » et « ERO » se retrouvent comme suit et ne font pas l'objet de dispositions particulières pour le Québec:

- norme MOD-031-3

Libellé de l'exigence E3 et de la mesure M3

« E3. Le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage doit fournir les données indiquées aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 pour sa zone à l'entité régionale pertinente dans un délai de 75 jours civils après en avoir reçu la demande, à moins d'une entente particulière entre les parties. [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M3. Chaque coordonnateur de la planification ou responsable de l'équilibrage doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels datés, lettres d'envoi datées, etc.) attestant qu'il a fourni conformément à l'exigence E3 les données demandées par l'entité régionale pertinente». [nous soulignons]

Justification de l'exigence E3

« Cette exigence vise à faire en sorte que le coordonnateur de la planification ou, le cas échéant, le responsable de l'équilibrage fournissent les données demandées par l'entité régionale ». [nous soulignons]

- norme MOD-033-2

Dans le cadre de la section « Principes directeurs et fondements techniques » de la norme MOD-033-2, à la sous-section « Justification de l'exigence E1 », il est indiqué que :

« L'exigence E1 stipule que le coordonnateur de la planification doit mettre en œuvre un processus documenté afin de valider les données dans sa zone de planification pour les modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique par comparaison entre le comportement réel et le comportement prévu, ce qui va dans le sens des directives de la FERC. La validation de modèles pour l'échelle de l'Interconnexion est laissée à l'organisme de fiabilité électrique (ERO) ou à ses représentants, et ne tombe pas dans le champ d'application de la présente norme ».

De plus, dans le cadre de la section « Principes directeurs et fondements techniques » de la norme MOD-033-2, il est indiqué ce qui suit à l'égard de l'exigence E1 :

« Bien que la validation porte essentiellement sur la zone de planification du coordonnateur de la planification, le modèle utilisé doit couvrir une partie de l'Interconnexion plus étendue que la zone du coordonnateur de la planification. S'il est possible de faire correspondre les simulations au comportement réel du réseau au moyen de changements raisonnables aux données dans la zone du coordonnateur de la planification, ce dernier devrait apporter ces changements en coordination

avec le fournisseur des données. Cependant, pour certaines perturbations, les données dans la zone du coordonnateur de la planification peuvent ne pas être la cause de la divergence entre les simulations et le comportement réel. Ces situations doivent être signalées à l'organisme de fiabilité électrique (ERO) ».

- norme PRC-006-5

Libellé de l'exigence E2, alinéa 2.3

« E2. Chaque coordonnateur de la planification doit désigner au moins un îlot qui lui servira de base pour concevoir son programme de DSF, y compris :

[...]

2.3. un îlot unique comprenant toutes les portions du BES situées dans la zone de l'entité régionale ou dans l'Interconnexion dans laquelle se trouve la zone du coordonnateur de la planification. Si la zone d'un coordonnateur de la planification se trouve dans plusieurs zones d'entité régionale, chacune de ces zones d'entité régionale doit être désignée comme un îlot. Les coordonnateurs de la planification peuvent modifier d'un commun accord les limites des îlots de sorte qu'elles diffèrent de celles des zones d'entité régionale lorsqu'il se révèle nécessaire de le faire à la seule fin de créer des îlots régionaux contigus qui se prêtent mieux aux simulations ».

Libellé de l'exigence E5, 3^{ième} point de forme

« E5. Chaque coordonnateur de la planification dont la zone ou des portions de la zone font partie d'un îlot désigné par lui-même ou par un autre coordonnateur de la planification, lequel comprend plusieurs autres zones ou portions de zone de coordonnateur de la planification, doit coordonner la conception de son programme de DSF avec tous les autres coordonnateurs de la planification concernés au moyen de l'une des mesures suivantes :

- *[...];*
- *[...];*
- *effectuer, pour l'îlot désigné, une évaluation indépendante de la conception du programme de DSF, conformément à l'exigence E4, et, si l'évaluation indique que le programme ne répond pas à l'exigence E3, indiquer les modifications qui doivent y être apportées pour le rendre conforme à l'exigence E3 et signaler ces modifications sous la forme de recommandations aux autres coordonnateurs de la planification dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné ainsi qu'à l'ERO ».*

Libellé de l'exigence E13, 3^{ième} point de forme

« E13. Chaque coordonnateur de la planification responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a touché la zone ou des portions de la zone d'un ou de plusieurs autres coordonnateurs de la planification et provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne

d'initialisation du programme de DSF doit coordonner son évaluation de l'événement (selon l'exigence E11) avec tous les autres coordonnateurs de la planification concernés au moyen d'une des mesures suivantes :

- [...] ;
- [...] ;
- *effectuer une évaluation indépendante de l'événement, conformément à l'exigence E11, et cerner les différences qui ont mené à des conclusions et à des recommandations différentes de celles des évaluations des autres coordonnateurs de la planification dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par l'ilotage, et leur signaler ces différences ainsi qu'à l'ERO ». [nous soulignons]*

(ii) Par la décision D-2015-059 rendue dans le dossier R-3699-2009 Phase 1, la Régie se prononçait comme suit :

« Références au RRO ou à la NERC

[281] Bien que la Régie se soit exprimée précédemment sur le rejet de la demande d'adoption des normes MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0 et PRC-016-0.1 faisant l'objet de renvois à des documents externes, elle juge utile d'apporter certaines précisions quant aux références à l'organisation régionale de fiabilité (RRO) ou à la NERC dans certaines exigences de ces normes, ainsi qu'à d'autres normes à traiter dans la présente décision.

[282] Dans la Proposition, la Régie note, pour ce qui est de l'exigence E2 des normes MOD-010-0 et MOD-012-0, que, selon leur Annexe respective, le rôle du RRO est transféré au coordonnateur de la planification (PC) au Québec.

[283] La Régie comprend que la mention du RRO, dans les exigences visées, fait référence à des données à fournir par les entités au RRO ou à la NERC, à leur demande.

[284] Elle note également le même transfert de désignation, du RRO vers le PC, dans la Proposition subsidiaire pour la majorité des normes visées et, dans le cas de la norme PRC-004-2a, du RRO vers le coordonnateur de la fiabilité (RC).

[285] La Régie s'étonne, dans le modèle actuel de fiabilité du Québec, de ce transfert de rôle du RRO au PC ou au RC.

[286] Dans la perspective de l'évolution du dossier et du cadre de la mise en place d'un régime obligatoire de fiabilité au Québec, ces diverses propositions ont contribué à susciter une réflexion plus approfondie sur l'encadrement de l'application et de la surveillance des normes de fiabilité ainsi que sur les responsabilités que la NERC ou le NPCC, à titre de RRO, aux fins du maintien de la fiabilité du système de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord, lequel inclut l'Interconnexion du Québec.

[287] À cet égard, à la lecture même des libellés des exigences des normes, la Régie comprend que le RRO et la NERC assurent, via l'application de normes de fiabilité, la coordination et la supervision d'activités opérationnelles intra et extra-régionales.

[288] Par ailleurs, la Régie note que plusieurs normes déposées à traiter dans la présente décision, autres que les normes MOD-010 et MOD-012, comprennent des libellés d'exigences faisant référence à la demande de la NERC ou du RRO de produire ou de transmettre de la documentation ou des données.

[289] La Régie comprend qu'une entité du Québec qui ne répondrait pas à la demande de la NERC, telle que libellée dans le texte de l'exigence concernée, serait en situation de non-conformité pour cette exigence.

[290] La Régie rappelle qu'elle doit s'assurer que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte, qu'elle est chargée d'en surveiller l'application et la conformité et qu'elle ne peut déléguer ses pouvoirs à un organisme externe.

[291] Cependant, conformément à la Loi 185, la Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement, conclure une entente avec un organisme « qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité notamment pour [...] lui fournir des avis ou des recommandations » [nous soulignons]. Une telle entente a été conclue avec la NERC et le NPCC.

[292] Par conséquent, la NERC ou le RRO peuvent fournir des avis et des recommandations à la Régie. Ainsi, dans le libellé d'une exigence de norme, la demande de produire ou transmettre, à la demande de la NERC ou du RRO, de la documentation ou des données, ne pourrait se traduire, au Québec, que sous la forme d'une recommandation à la Régie qui en ferait la demande à l'entité visée, si elle le juge requis.

[293] Par conséquent, afin de respecter le cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis qu'il y a lieu de modifier les Annexes des normes visées, en ajoutant une disposition particulière relative aux exigences concernées ainsi qu'aux mesures de la conformité à ces exigences et aux niveaux de non-conformité correspondants, le cas échéant, lorsqu'ils réfèrent textuellement aux libellés en cause des exigences. Ces dispositions particulières devront codifier l'autorité de la Régie en matière de demande à l'entité visée de fournir de la documentation ou des données, et préciser que ces informations doivent être transmises à la Régie. » [nous soulignons]

(iii) Par la décision D-2022-021 rendue dans le dossier R-4173-2021, la Régie se prononçait comme suit :

« [24] La Régie a pris connaissance de la réponse du Coordonnateur quant à la possibilité de faire référence à la Régie au lieu d'utiliser l'appellation "entité régionale" à la section « Applicabilité » des normes CIP-005-7, CIP-010-4 et CIP-013-2. Aux fins d'alimenter sa réflexion, la Régie invite le Coordonnateur à prendre connaissance de la pratique employée par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick à ce sujet³⁵.

[25] Ainsi, bien qu'elle n'adhère pas à la position du Coordonnateur, la Régie juge qu'il est dans l'intérêt public de ne pas retarder indûment l'examen de la Demande, d'autant plus que la portée des normes est rehaussée et qu'il demeure important d'harmoniser le régime de fiabilité québécois avec ceux des territoires voisins ». [nous soulignons]

Avec la note de bas de page suivante :

« ³⁵ Commission de l'énergie et des services publics Nouveau-Brunswick, Section « Normes de fiabilité » (accessible au <http://www.nbeub.ca/fr/reliability-standards>) ».

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer, pour le Québec, à quelle/quelles entité(s) régionale(s) le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage doit fournir les données pertinentes selon l'exigence E3 et la mesure M3 de la norme MOD-031-3 (référence (i), norme MOD-031-3. Veuillez expliquer.

R3.1

Le PC et le BA fournissent les données pertinentes selon l'exigence E3 de la norme MOD-031-3 à l'entité régionale, c'est-à-dire le NPCC, qui est l'entité régionale pour le Québec, tel que défini dans le Glossaire. Ces données sont fournies dans le cadre de divers groupes de travail du NPCC.

3.1.1. Veuillez préciser si ces données sont transmises à la Régie de l'énergie du Québec et mettre en contexte le processus suivi avec l'opinion de la Régie en référence (ii).

R3.1.1

Comme la Régie n'a aucun groupe de travail technique de cette nature, les données demandées en vertu de la MOD-031-3 ne sont pas fournies à la Régie, mais plutôt au NPCC.

À la suite de la décision D-2015-059, le Coordonnateur dépose le dossier R-3943-2015, dossier qui répondait à la préoccupation de la Régie quant à l'autorité de la Régie en matière de demande à l'entité visée de fournir de la documentation ou des données, et de préciser dans les annexes Québec si ces informations doivent être transmises à la Régie. Dans ce même dossier, le Coordonnateur a identifié pour les normes déjà adoptées, deux cas de figure déterminant si l'entité visée doit plutôt transmettre à la Régie la documentation ou les informations selon le libellé de

l'exigence visée, plutôt qu'à la NERC ou au NPCC⁹. Le premier cas de figure identifiait les normes où les informations demandées doivent être fournies dans le cadre opérationnel en temps réel ou en temps différé du maintien de la fiabilité, tandis que le deuxième cas de figure identifiait les informations devant être fournies à l'autorité en matière de surveillance de l'application des normes de fiabilité. À la réponse R2.1 de la DDR1¹⁰ du dossier R-3943-2015, le Coordonnateur a identifié que les informations demandées en vertu de l'exigence E1 de la norme MOD-017-0.1, l'exigence E2 de la MOD-018-0, l'exigence E1 de la MOD-019-0.1 et l'exigence E3 de la MOD-021-1 (les « Normes MOD ») sont requises dans le contexte du maintien de la fiabilité plutôt que de la surveillance de la conformité. Dans sa décision D-2016-059, la Régie s'est déclarée satisfaite des clarifications fournies par le Coordonnateur quant au fait que les données à fournir par l'entité visée dans ces exigences sont transmises dans le cadre du maintien de la fiabilité et que ces informations doivent être transmises directement au RRO ou à la NERC.

Le projet 2010-04 de la NERC avait comme objectif de regrouper les exigences des Normes MOD en une seule norme, soit la norme MOD-031-1.¹¹ Le Coordonnateur est d'avis que les informations demandées en vertu de l'exigence E1 de la MOD-031-2 continuent d'être requises dans le contexte du maintien de la fiabilité plutôt que de la surveillance de la conformité et qu'aucune disposition particulière n'est nécessaire.

- 3.1.2. Veuillez indiquer si la pratique employée par Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick à ce sujet a alimenté la réflexion du Coordonnateur (référence (iii)). Veuillez expliquer.

R3.1.2

Le Coordonnateur estime que la pratique employée par le Nouveau-Brunswick est nécessaire dans leur régime de fiabilité, étant donné qu'aucun Glossaire n'est déposé à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (NBEUB). Au Québec, le terme « entité régionale » est un terme défini au Glossaire, déposé et approuvé par la Régie, et identifie clairement par une note de bas de page qu'au Québec, l'organisation régionale de fiabilité (l'entité régionale) est le Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Le terme « entité régionale » est en italique à l'exigence E3 et la mesure M3 de la norme MOD-031-3, et par conséquent, réfère au terme défini du Glossaire. Par conséquent, le Coordonnateur maintient son avis qu'il n'y a pas lieu d'adopter la pratique employée par NBEUB.

⁹ Dossier R-3943-2015, pièce [B004](#)

¹⁰ Dossier R-3943-2015, pièce [B-0010](#)

¹¹ « Mapping Document » du projet 2010-04 de la NERC, consulté en ligne le 2 mai 2022 à l'adresse suivante : <https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201004%20Demand%20Data%20MOD%20C/MOD-031-1%20Mapping%20Document%20-%20Clean%20-%202014%2002%2024.pdf> (en anglais seulement)

3.2 Veuillez indiquer, pour le Québec, à quel organisme de fiabilité électrique (ERO) la validation des modèles pour l'échelle de l'Interconnexion est laissée (référence (i), norme MOD-033-2).

R3.2

Selon la compréhension du Coordonnateur, pour le Québec, si l'exercice de validation permet de déceler des divergences inacceptables, la validation de modèles pour l'échelle de l'Interconnexion serait laissée à l'ERO, c'est-à-dire, la NERC. Le Coordonnateur est d'avis que ces informations demandées, qui correspondent au cas de figure numéro 2 décrit à la réponse R3.1.1, seraient transmises dans le cadre du maintien de la fiabilité et que ces informations doivent être transmises directement à la NERC.

3.2.1. Veuillez expliquer le processus suivi.

R3.2.1

Voir la réponse R3.1.1 et R.3.2.

3.3 Pour la norme PRC-006-5, veuillez indiquer la signification du terme « entité régionale » au Québec pour chaque occurrence du terme dans le cadre du libellé de l'exigence E2 (référence (i), norme PRC-006-5).

R3.3

Chaque instance du terme « entité régionale » fait référence au terme défini dans le Glossaire. Le Coordonnateur est d'avis que l'exigence E2.3 doit être lue dans le contexte où le texte réfère à l'emplacement de la zone du coordonnateur de la planification (PC), par rapport à la zone de l'entité régionale. Au Québec, la note de bas de page au Glossaire précise que l'entité régionale est le NPCC. Pour les autres PC dans l'Amérique du Nord, l'entité régionale fait référence au terme défini du Glossaire, sans tenir compte de la note de bas de page, et fait référence aux différentes entités régionales de la NERC, notamment le Midwest Reliability Organization (MRO), la Western Electricity Coordinating Council (WECC), la SERC Reliability Corporation, le Reliability First (RF) et le Texas Reliability Entity.

Le texte « *Si la zone d'un coordonnateur de la planification se trouve dans plusieurs zones d'entité régionale, chacune de ces zones d'entité régionale doit être désignée comme un îlot. [..]* » n'est pas pertinent pour le Québec puisqu'il existe qu'un PC au Québec et que son entité régionale est définie au Glossaire comme étant le NPCC.

3.3.1. Veuillez expliquer le processus suivi et le mettre en contexte avec l'opinion de la Régie en référence (ii).

R3.3.1

Selon la compréhension du Coordonnateur de la mesure M2 de la norme PRC- 006- 5, il n'est pas demandé au PC de fournir des données au NPCC. Il doit plutôt justifier au surveillant de la conformité le choix du ou des îlots qu'il a désignés comme base pour concevoir son programme de DSF.

- 3.3.2. Veuillez indiquer si la pratique employée par Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick à ce sujet a alimenté la réflexion du Coordonnateur (référence (iii)). Veuillez expliquer.

R3.3.2

Voir la réponse R3.1.2. De plus, le Coordonnateur constate que l'annexe PRC-006-5-NB-0 au Nouveau-Brunswick n'a aucune disposition particulière en ce qui concerne la mention du terme « ERO » à l'exigence E2 de la norme PRC-006-5.

- 3.4 Pour la norme PRC-006-5, veuillez indiquer la signification, au Québec, du terme « ERO » utilisé dans le libellé des exigences E5 et E13 (référence (i), norme PRC-006-5).

R3.4

Le terme « ERO » utilisé dans le libellé des exigences E5 et E13 réfère à la NERC. Cependant l'exigence E5 au Québec n'est pas applicable, puisque la zone de l'îlot désigné par le PC au Québec n'inclut pas de zones d'autres PC. Il en est de même pour l'exigence E13.

- 3.4.1. Veuillez expliquer le processus suivi et le mettre en contexte avec l'opinion de la Régie en référence (ii).

R3.4.1

Voir la réponse R3.4.