

## **Informations relatives aux normes**



---

## Projet QC-2021-06

---

### **Norme de fiabilité PRC-024-3 – Réglages des protections en fréquence et en tension des ressources de production**

---

#### 1. PRÉSENTATION DE LA NORME

##### 1.1. Applicabilité de la norme

Les fonctions visées par la norme de fiabilité proposée pour adoption, soit la norme PRC-024-3 (la « Norme »), sont indiquées dans le tableau ci-dessous.

Norme	Fonctions visées
PRC-024-3	<p><i>Propriétaires d'installation de production (GO) qui utilisent des protections indiquées à la section 4.2.1.</i></p> <p><i>Propriétaires d'installation de transport (TO) (dans l'Interconnexion du Québec seulement) qui possèdent un transformateur élévateur de groupe de production (transformateur GSU) ou un transformateur de puissance principal (MPT) faisant partie du BES et qui utilisent des protections indiquées à la section 4.2.1.</i></p> <p><i>Coordonnateurs de la planification (PC) (dans l'Interconnexion du Québec seulement)</i></p>

##### 1.2. Objet de la norme

La présente section a pour objectif de présenter l'objet de la Norme. Plus spécifiquement, le titre puis l'objet de la Norme sont présentés.

**PRC-024-3 – Réglages des protections en fréquence et en tension des ressources de production** : Assurer le réglage des protections de manière que les ressources de production restent raccordées pendant des excursions de fréquence et de tension définies afin de maintenir l'alimentation du *système de production-transport d'électricité (BES)*.

### 1.3. Contexte réglementaire

#### 1.3.1. Contexte réglementaire au Québec

La Norme remplace la *norme de fiabilité* PRC-024-2 adoptée par la Régie de l'énergie (ci-après, la « Régie ») dans la décision D-2020-167<sup>1</sup>. La norme PRC-024-2 est entrée en vigueur au Québec le 1<sup>er</sup> avril 2021.

#### 1.3.2. Contexte réglementaire aux États-Unis

Adoptée par le conseil d'administration de la NERC le 6 février 2020 et approuvée par la FERC le 9 juillet 2020 (lettre d'ordonnance RD20-7-000<sup>2</sup>), la Norme entrera en vigueur aux États-Unis le 1<sup>er</sup> octobre 2022.

### 1.4. Dispositions particulières pour le Québec

#### 1.4.1. Proposition lors de la consultation publique

Pour les dispositions particulières à consigner à l'annexe Québec de la Norme, le Coordonnateur propose de reconduire la disposition particulière qui traite des installations visées par la Norme, soit la disposition suivante :

*« Les installations visées par cette norme sont les installations du réseau de transport principal (RTP). »*

De plus, pour des fins de clarté, le Coordonnateur propose d'ajouter à l'annexe Québec de la Norme, plus précisément aux sections 4.2 (installations) et D (Différences régionales), la disposition particulière suivante traitant du remplacement du terme *BES* :

*« Toutes les occurrences du terme « BES » sont remplacées par « RTP ». »*

Par ailleurs, le Coordonnateur propose de reconduire la disposition particulière relative à l'exigence E1 et de remplacer les termes « centrales éoliennes et photovoltaïques » par « ressources raccordées au moyen d'onduleurs » afin de mieux refléter le texte de la Norme. Avec les modifications, la disposition se lit ainsi :

*« Les ressources raccordées au moyen d'onduleurs, les centrales thermiques ainsi que les centrales munies de génératrices asynchrones doivent respecter les courbes à l'annexe 1, comme le prescrit l'exigence E1, bien qu'elles puissent être déclenchées lorsque la fréquence est  $\geq 61,7$  Hz. »*

Cette disposition particulière est motivée par le fait que les exigences techniques de raccordement de HQT permettent aux ressources raccordées au moyen d'onduleurs, les centrales thermiques et les centrales munies de groupes asynchrones de déclencher lorsque la fréquence du réseau est supérieure ou égale à 61,7 Hz. Par ailleurs, les équipements de ces centrales ne peuvent généralement pas supporter une fréquence plus élevée que 61,7 Hz et doivent donc déclencher pour éviter des bris d'équipements.

Le Coordonnateur propose de retirer les dispositions particulières relatives à l'exigence E2 de la Norme. Premièrement, la première disposition particulière de l'exigence E2, qui remplace l'annexe 2 de la norme

---

<sup>1</sup> Décision D-2020-167 de la Régie, consultée le 9 février 2021 au [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/483/DocPrj/R-4070-2018-A-0046-Dec-Dec-2020\\_12\\_11.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/483/DocPrj/R-4070-2018-A-0046-Dec-Dec-2020_12_11.pdf)

<sup>2</sup> Lettre d'ordonnance du dossier RD20-7-000 de la FERC, consultée le 28 janvier 2021 au <https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/FERCOOrdersRules/Order%20Approving%20of%20Reliability%20Standard%20PRC-024-3.pdf> (en anglais seulement).

par l'annexe 2 de l'Annexe Québec de la Norme, n'est plus pertinente. En effet, l'exigence E2 étant remplacée par l'exigence D.A.2 pour l'Interconnexion du Québec, l'annexe 2a est applicable pour l'Interconnexion du Québec et il n'est donc plus nécessaire de référer à une annexe de l'Annexe Québec de la Norme. Concernant la deuxième disposition particulière de l'exigence E2 portant sur l'exception liée aux *automatismes de réseau (RAS)*, le Coordonnateur retire cette disposition puisque cette exception à l'exigence E2 a été retirée par le comité de rédaction de la NERC. Les justifications concernant ces retraits sont présentées à la section 2.1 du présent document.

#### **1.4.2. Proposition supplémentaire suite à la consultation publique**

Lors de la consultation publique, le Coordonnateur a reçu une proposition de disposition particulière pour les détails sur les limites de l'annexe 2a de la Norme de la part de l'entité Hydro-Québec Production. Cette disposition particulière permet d'obtenir un niveau de fiabilité au moins équivalent à la norme originale et elle est également soutenue par le Transporteur<sup>3</sup> dans ses fonctions de *Coordonnateur de la planification*. La disposition se lit ainsi :

*« Il est acceptable qu'une mesure de la valeur efficace (RMS) de la surtension ou sous-tension (phase-phase ou phase-terre) soit utilisée pourvu que le déclenchement associé à ces protections ne survienne que lorsque cette surtension ou sous-tension est simultanée sur les trois phases. »*

Considérant que cette disposition particulière satisfait au moins le même niveau de fiabilité que des limites de tension en valeurs de composante directe et qu'elle est soutenue par le *Coordonnateur de la planification (PC)* au Québec, le Coordonnateur est d'avis que l'ajout de cette disposition particulière n'a pas d'*impact négatif sur la fiabilité* et qu'elle permet de réduire l'impact sur les entités visées par la Norme.

#### **1.5. Dates d'entrée en vigueur proposées**

##### **1.5.1. Proposition lors de la consultation publique**

Le plan de mise en œuvre du projet 2018-04 de la NERC<sup>4</sup> propose une entrée en vigueur de la norme PRC-024-3 vingt-quatre (24) mois suivant la date d'approbation de l'organisme réglementaire.

Le Coordonnateur est d'avis que le plan de mise en œuvre respecte les demandes liées à la mise en vigueur d'une norme établies par la Régie, soit d'avoir une entrée en vigueur le premier jour d'un trimestre civil<sup>5</sup> et un délai minimal de 60 jours<sup>6</sup> entre la date d'adoption et l'entrée en vigueur d'une norme.

Tout en considérant l'importance d'un régime de fiabilité obligatoire harmonisé avec les États-Unis, le Coordonnateur propose de déroger au plan de mise en œuvre de la NERC afin de respecter le calendrier de mise en vigueur prévu à la norme PRC-024-2. En effet, la norme PRC-024-2 prévoit à son annexe Québec que l'applicabilité à 100% de la norme sur les installations visées entre en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2025. De ce fait, afin de tenir compte des ajustements nécessaires par les entités visées et des différences régionales

---

<sup>3</sup> Par Transporteur, on fait référence à Hydro-Québec TransÉnergie (HQT).

<sup>4</sup> Plan de mise en œuvre du projet 2018-04 de la NERC, consulté le 2 mars 2021 au [https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201804%20Modifications%20to%20PRC0242/2018-04\\_PRC-024-3\\_Implementation\\_Plan\\_12042019.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201804%20Modifications%20to%20PRC0242/2018-04_PRC-024-3_Implementation_Plan_12042019.pdf)

<sup>5</sup> Par sa décision D-2015-168, la Régie fixe l'entrée en vigueur des normes au 1<sup>er</sup> jour des trimestres civils suivant la date d'adoption.

<sup>6</sup> Par sa décision D-2016-011, la Régie fixe à 60 jours le délai minimal à prévoir entre la date d'adoption et celle d'entrée en vigueur des normes à venir.

pour l'Interconnexion du Québec, le Coordonnateur propose une entrée en vigueur de la norme PRC-024-3 dès la mise en application à 100% de la norme PRC-024-2 sur les installations visées, soit en date du 1<sup>er</sup> juillet 2025, laissant ainsi, advenant une date d'adoption de la Norme par la Régie en 2021, un délai de près de quatre (4) ans pour permettre la mise en application des exigences de la Norme. Par ailleurs, le Coordonnateur rappelle que la norme PRC-024-3 entre en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2022 dans les juridictions voisines et ce, pour 100% des installations visées par la Norme. Le tableau suivant résume la proposition du Coordonnateur.

Exigences	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Dates d'entrée en vigueur proposées au Québec	Justification
E1 à E4	1 <sup>er</sup> octobre 2022 <sup>7</sup>	1 <sup>er</sup> juillet 2025 <sup>8</sup>	Pour être cohérent avec les dates de mise en application de la norme PRC-024-2.
D.A.2	Non applicable <sup>9</sup>		Pour être cohérent avec la mise en application de l'exigence E2 de la Norme puisque l'exigence D.A.2 doit être en vigueur au même moment que l'exigence E2.
D.A.5	Non applicable		L'exigence D.A.5 doit être mise en vigueur au même moment que l'exigence D.A.2.

### 1.5.2. Proposition suite à la consultation publique

Lors de la consultation publique portant sur la norme PRC-024-3, les entités Hydro-Québec Production (HQP) et Rio Tinto Alcan (RTA) ont proposées des plans de mise en œuvre pour se conformer à la norme PRC-024-3. Les deux entités ont relevé un impact important pour se conformer à la norme, plus spécifiquement à l'exigence D.A.2. Pour consulter l'intégralité des commentaires soumis par les entités visées, veuillez consulter les Réponses aux commentaires reçus pendant la période de consultation<sup>10</sup>.

En considérant les motifs énoncés par ces deux entités et les justificatifs mentionnés à la section 1.5.1, le Coordonnateur modifie sa proposition initiale de dates d'entrée en vigueur. Le tableau suivant résume la proposition modifiée du Coordonnateur:

Exigences	Applicabilité	Dates d'entrée en vigueur proposées au Québec	Justification
-----------	---------------	---	---------------

<sup>7</sup> 100% des installations visées par la Norme devront se conformer aux exigences de la Norme le 1<sup>er</sup> octobre 2022.

<sup>8</sup> Le Coordonnateur propose que 100% des installations visées par la Norme devront se conformer aux exigences de la Norme le 1<sup>er</sup> juillet 2025, soit dès la mise en application à 100% de la norme PRC-024-2.

<sup>9</sup> Seulement applicable pour l'Interconnexion du Québec.

<sup>10</sup> Réponses aux commentaires reçus pendant la période de consultation QC-2021-06, disponible sur le site internet du Coordonnateur de la fiabilité au <https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/pdf/reponses-aux-commentaires-QC-2021-06.pdf>

Toutes les exigences(E1 à E4, D.A.5) sauf l'exigence D.A.2	100% de ses installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2025	Pour être cohérent avec la fin de la mise en application de la norme PRC-024-2. Toutes les exigences (E1 à E4, D.A.5) sauf l'exigence D.A.2 ont un impact faible pour leur implantation et aucune entité n'a émis de commentaires à l'égard de ces exigences.
D.A.2	Au moins 50 % de ses installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2025	Pour être cohérent avec les plans de mise en œuvre proposés par les entités HQP et RTA.
	Au moins 70 % de ses installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2027	
	100 % de ses installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2030	

### 1.6. Normes ou exigences à retirer

Le tableau suivant a pour objectif d'énumérer la norme à retirer dans le cadre du présent dépôt.

À retirer	Commentaires
PRC-024-2	La version 2 de la norme PRC-024 a été adoptée dans la décision D-2020-167 <sup>11</sup> et mise en vigueur au Québec le 1 <sup>er</sup> avril 2021. La version 2 doit être retirée dès l'entrée en vigueur de la norme PRC-024-3 selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>12</sup> .

### 1.7. Modifications au Glossaire

Aucune modification au Glossaire.

## 2. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'évaluation de la pertinence de la Norme est séparée en trois sous-sections. Premièrement, la sous-section sur la norme continentale, traite de la pertinence des modifications apportées à la Norme depuis sa version précédente et concerne les entités en Amérique du Nord. La deuxième sous-section traite de la pertinence de la différence régionale de l'*Interconnexion* du Québec qui a été ajoutée dans la version 3 de la norme PRC-024. Finalement, la dernière sous-section présente la conclusion du Coordonnateur sur la pertinence de la Norme.

<sup>11</sup> Voir note 1.

<sup>12</sup> Voir note 4.

## 2.1. Norme continentale

La *norme de fiabilité* PRC-024-3 contient une série de révisions et de clarifications ayant pour objectif d'assurer que les ressources raccordées au moyen d'onduleurs ont une réponse adéquate en fréquence et en tension aux perturbations du *réseau* afin de contribuer adéquatement à la fiabilité de ce *réseau*. Par ressources raccordées au moyen d'onduleurs, on inclut notamment les cellules photovoltaïques, les centrales éoliennes, les batteries, etc.

Cette révision de la Norme est adressée en réponse aux recommandations de la *NERC Inverter-Based Resource Performance Task Force (IRPTF)*<sup>13</sup>. Ces recommandations ont été développées en faisant référence aux analyses et recommandations de la NERC et du *Western Electricity Coordinating Council (WECC)* suite aux incidents du *Blue Cut Fire*<sup>14</sup> et *Canyon 2*<sup>15</sup> en Californie.

Sommairement, ces incidents ont permis de déterminer que les onduleurs qui déclenchent instantanément sur des fréquences quasi-instantanées sont susceptibles de déclencher par erreur lors de conditions transitoires sur le réseau. De plus, il a été déterminé que les ressources raccordées au moyen d'onduleurs retournent à des niveaux de tension ou fréquence pré-perturbation trop lentement par rapport à l'objectif recherché parce que le *taux de rampe*<sup>16</sup> limite du contrôleur de l'installation utilisé pour équilibrer la production et la charge est appliqué aux ressources raccordées au moyen d'onduleurs dès la survenance d'une interruption momentanée. Pour en connaître davantage sur les résultats de ces études, le Coordonnateur invite toute personne intéressée à consulter les rapports des incidents du *Blue Cut Fire*<sup>17</sup> et du *Canyon 2*<sup>18</sup>.

Plus spécifiquement, les recommandations des rapports du IRPTF et des incidents du *Blue Cut Fire* et *Canyon 2* ont identifié un certain nombre de correctifs à apporter à la Norme pour clarifier son objet, notamment pour les propriétaires, concepteurs et manufacturiers d'équipements de ressources raccordées au moyen d'onduleurs. Pour plus d'information sur les correctifs apportés, le document intitulé « *Standard Authorization Request*<sup>19</sup> » est une référence détaillée des justificatifs. Le Coordonnateur résume les correctifs apportés ci-bas :

- 1- Les exigences E1 et E2 ont été modifiées afin qu'une ressource de production ne puisse pas déclencher ni arrêter momentanément d'injecter du courant si la ressource de production se situe à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée aux annexes 1 et 2 respectivement;

---

<sup>13</sup> Groupe pour la performance des ressources raccordées au moyen d'onduleurs. Pour plus de détails sur les objectifs du groupe : <https://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Inverter-Based-Resource-Performance-Task-Force.aspx> (en anglais seulement)

<sup>14</sup> Rapport découlant de l'incident du *Blue Cut Fire*, consulté le 3 mars 2021 au [https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/1200\\_MW\\_Fault\\_Induced\\_Solar\\_Photovoltaic\\_Resource\\_/1200\\_MW\\_Fault\\_Induced\\_Solar\\_Photovoltaic\\_Resource\\_Interruption\\_Final.pdf](https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/1200_MW_Fault_Induced_Solar_Photovoltaic_Resource_/1200_MW_Fault_Induced_Solar_Photovoltaic_Resource_Interruption_Final.pdf)

<sup>15</sup> Rapport découlant de l'incident du *Canyon 2 Fire*, consulté le 3 mars 2021 au <https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/October%209%202017%20Canyon%202%20Fire%20Disturbance%20Report/900%20MW%20Solar%20Photovoltaic%20Resource%20Interruption%20Disturbance%20Report.pdf#search=blue%20cut%20fire>

<sup>16</sup> La *rampe* ou le *taux de rampe* est le taux, exprimé en mégawatts par minute, selon lequel un producteur modifie sa production.

<sup>17</sup> Voir note 7.

<sup>18</sup> Voir note 8.

<sup>19</sup> *Standard Authorization Request* du projet 2018-04 de la NERC, consulté le 3 mars 2021 au [https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201804%20Modifications%20to%20PRC0242/PRC-024-2\\_SAR\\_Clean\\_02202019.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201804%20Modifications%20to%20PRC0242/PRC-024-2_SAR_Clean_02202019.pdf) (en anglais seulement)



- 2- Clarification de certaines ambiguïtés à l'égard de la zone à l'extérieur de la zone de non-déclenchement et du langage utilisé dans les annexes 1 et 2;
- 3- Ajout de la section 4.2 (Installations) pour expliciter les protections applicables à la norme.

En supplément aux modifications mentionnées précédemment, la révision de la norme sujette à approbation dans le présent document porte sur deux enjeux supplémentaires identifiés par le comité de rédaction de la NERC (SDT). Pour plus d'information sur ces deux enjeux supplémentaires et les modifications mentionnées précédemment, prière de se référer aux documents complets déposés par la NERC dans le projet 2018-04<sup>20</sup>. À l'égard des deux enjeux supplémentaires, le document intitulé « *Supplemental Standard Autorization Request*<sup>21</sup> » est un bon indicateur des justifications liées à ces deux enjeux.

Pour le premier enjeu supplémentaire, la version précédente de la norme, soit la norme PRC-024-2, les exigences E1 et E2 réfèrent seulement aux « relais de protection en fréquence de groupe » ce qui mène à une interprétation excluant le réglage du relai de protection en tension et en fréquence sur les transformateurs élévateurs de groupe de production (transformateur GSU) associés à des groupes de productions synchrones. Dans les faits, le transformateur GSU et le groupe de production sont connectés au même jeu de barres et vont donc observer la même fréquence et la même tension. Par conséquent, les réglages de protection en tension et fréquence appliqués aux relais sur les transformateurs GSU doivent être inclus dans la norme puisque l'utilisation de ces relais pourrait résulter en un déclenchement du groupe de production et donc provoquer des bris d'équipements et incidemment, des pannes.

Le deuxième enjeu traite du fait que la version précédente de la norme, soit la norme PRC-024-2, est applicable seulement aux *propriétaires d'installations de production (GO)*, ce qui exclut les situations où un *propriétaire d'installation de transport (TO)* est l'entité possédant le transformateur GSU et donc les relais de protection en tension et fréquence associés.

Pour résumer, cette révision de la norme sujette à approbation vient améliorer la fiabilité en éliminant les deux enjeux présentés ci-haut, en :

- 1- Exigeant que toutes les protections en tension et fréquence au point de l'*Interconnexion* (pour le côté haute tension du transformateur GSU) adhèrent aux courbes de limite de tension et de fréquence de la norme et en;
- 2- Exigeant que les *propriétaires d'installations de transport (TO)* possédant des transformateurs GSU et leurs relais de protection en tension et fréquence associés soient conformes avec la norme.

En éliminant ces incohérences, la fiabilité du *réseau* est améliorée puisque toutes les entités contribuant aux objectifs de la fiabilité à travers cette norme sont incluses dans cette révision.

## 2.2. Différences régionales pour le Québec

La version 3 de la norme PRC-024 comporte une différence régionale applicable pour l'*Interconnexion* du Québec. Cette différence régionale a pour objectif d'étendre la portée des exigences E1, E3 et E4 aux

---

<sup>20</sup> Projet 2018-04 de la NERC, consulté le 3 mars 2021 au <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2018-04-Modifications-to-PRC-024-2.aspx> (en anglais seulement)

<sup>21</sup> *Supplemental Standard Autorization Request* du projet 2018-04 de la NERC, consulté le 3 mars 2021 au [https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201804%20Modifications%20to%20PRC0242/2018-04\\_Supplemental\\_SAR\\_PRC-024\\_06272019.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201804%20Modifications%20to%20PRC0242/2018-04_Supplemental_SAR_PRC-024_06272019.pdf) (en anglais seulement)

*propriétaires d'installation de transport (TO)* qui possèdent un transformateur GSU ou un MPT faisant partie du *RTP* et qui possèdent certaines protections (section 4.2.1 de la Norme). De plus, l'exigence E2 est remplacée intégralement par l'exigence D.A.2 et une exigence supplémentaire, soit l'exigence D.A.5, est ajoutée à la Norme. Les deux sous-sections suivantes présentent ces exigences pour l'*Interconnexion* du Québec. Les exigences de la différence régionale pour l'*Interconnexion* du Québec sont explicitées aux sous-sections suivantes.

### **2.2.1. La courbe de limites de non-déclenchement en tension (Exigence D.A.2)**

La Norme prévoit que l'exigence E2 est remplacée par l'exigence D.A.2 pour l'*Interconnexion* du Québec afin de remplacer la courbe de limites de non-déclenchement en tension qui correspond à une exigence plus sévère que la NERC, principalement en raison de la topologie particulière du *réseau* de l'*Interconnexion* du Québec. Ce dernier est plus susceptible aux oscillations de puissance et de tension que les *Interconnexions* voisines en raison non seulement de son faible maillage, mais également en raison de la distance qui sépare les centres de production et les grandes poches de charge. En outre, la courbe proposée à l'exigence D.A.2 de la Norme vient atténuer les risques de perturbations menant à des phénomènes de cascades. En effet, cette exigence permet d'assurer un *niveau de fiabilité adéquat* pour l'ensemble de l'*Interconnexion* du Québec.

De plus, l'exigence D.A.2 prévoit que les centrales stratégiques nouvellement désignées par le *coordonnateur de la planification* ont 48 mois pour se conformer à la courbe de limites de non-déclenchement en tension applicable aux centrales stratégiques (voir section suivante pour des explications sur les centrales stratégiques). C'est pourquoi l'exigence D.A.2 doit être mise en vigueur au même moment que l'exigence D.A.5.

### **2.2.2. La désignation de centrales stratégiques (Exigence D.A.5)**

L'exigence D.A.5 est ajoutée à la Norme pour les *coordonnateurs de la planification (PC)* de l'*Interconnexion* du Québec qui doivent désigner, au moins une fois à toutes les cinq (5) années civiles, les centrales stratégiques assujetties à l'annexe 2a comportant la courbe de limites de non-déclenchement en tension applicable à l'*Interconnexion* du Québec. L'exigence D.A.2 prévoit un délai de 48 mois pour les *propriétaires d'installations de production (GO)* qui possèdent une centrale stratégique nouvellement désignée par le *coordonnateur de la planification (PC)*. C'est pourquoi l'exigence D.A.5 doit être mise en application à la même date que l'exigence D.A.2.

Les centrales stratégiques sont des centrales dont le fonctionnement est requis pour protéger l'intégrité des équipements du *réseau* de transport et qui par conséquent, doivent demeurer en service sans déclenchement de groupe en dépit des surtensions qui peuvent survenir lors de la séparation et de l'instabilité d'une partie ou de la totalité du *réseau* de transport. Les *installations* soumises à cette exigence doivent être conçues, réalisées et exploitées de manière à demeurer en service et ne pas causer de déclenchement de groupe, directement ou indirectement, lors d'écart en surtension qui se manifestent pour les durées prescrites à la courbe de l'annexe 2a de la Norme.

Le Coordonnateur a obtenu auprès du *coordonnateur de la planification (PC)* la liste des centrales stratégiques désignées par ce dernier. Les centrales stratégiques sont à ce jour, strictement des installations appartenant à l'entité Hydro-Québec Production (HQP).

### 2.3. Conclusion de l'évaluation de la pertinence

Afin de résumer les modifications apportées à la version 2 de la norme PRC-024, le Coordonnateur présente à l'annexe 1 du présent document, un tableau résumé des modifications apportées aux exigences de la version 2 de la norme PRC-024.

Le 9 juillet 2020, la FERC a approuvé les motifs énoncés par la NERC dans sa proposition d'adoption de la norme PRC-024-3<sup>22</sup>. La FERC a notamment retenu que la norme PRC-024-3 augmente l'efficacité de la norme PRC-024-2 en clarifiant les exigences liées aux réglages des protections en fréquence et en tension des ressources de production, surtout dans une optique où les ressources raccordées au moyen d'onduleurs doivent contribuer au support de la stabilité du réseau lors d'excursions de tension ou de fréquence.

De plus, les réseaux voisins, dont le Nouveau-Brunswick<sup>23</sup> et l'Ontario<sup>24</sup>, ont également adopté la norme PRC-024-3.

En considérant les éléments mentionnés ci-haut et également que cette norme a été élaborée par des organismes reconnus en Amérique du Nord, y compris au Québec et chez les juridictions voisines, et ce, conformément à l'entente conclue en 2009 entre la Régie, la NERC et le NPCC avec l'autorisation du gouvernement du Québec<sup>25</sup>, le Coordonnateur est d'avis que la norme PRC-024-3 contribue à la fiabilité du *réseau* du Québec, qu'elle est pertinente pour le Québec et qu'elle contribue à l'harmonisation avec les réseaux voisins.

### 3. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

Cette section présente l'évaluation préliminaire de l'impact selon le *coordonnateur de la fiabilité*.

---

<sup>22</sup> Voir la note 2.

<sup>23</sup> Normes de fiabilité sur le site de la Commission de l'énergie et des services publics Nouveau-Brunswick, consultée le 3 mars 2021 au <https://nbeub.ca/fr/reliability-standards>

<sup>24</sup> Dates d'entrée en vigueur des normes de fiabilité de la NERC sur le site de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (Ontario), consultée le 3 mars 2021 au <https://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/System-Reliability/Enforcement-Dates>

<sup>25</sup> Entente conclue conformément au décret n° 443-2009 publié le 8 avril 2009. [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/normes\\_fiab\\_tranp\\_elec/Entente\\_Regie\\_NERC\\_NPCC\\_5mai09.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/normes_fiab_tranp_elec/Entente_Regie_NERC_NPCC_5mai09.pdf)

PRC-024-3	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme			X
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

**Légende :**

**Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

**Modéré :** Changement qui nécessite de mobiliser certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter la norme proposée, la maintenir ou assurer le suivi de la conformité.

**Important :** Changement qui nécessite de prévoir et de mobiliser d'importantes ressources matérielles, humaines ou financières pour planifier et implanter la norme proposée, la maintenir ou assurer le suivi de la conformité.

**4. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT**

Les commentaires présentés dans le tableau ci-dessous ont été donnés par les entités lors de la consultation publique. Le Coordonnateur retranscrit d'une manière littérale les commentaires reçus.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
HQP	7 000 000,00\$	-	Coûts inhérents aux activités suivantes: - Modification et implantation des réglages pour les relais numériques de deuxième génération déjà installés (250 k\$) - Ajout de 25 groupes au programme de remplacement des relais de protection en fin de vie utile (6.5 M\$) - Implantation de solutions temporaires pour les installations dont le projet de pérennité ne sera pas complété le 1er janvier 2030 (250 k\$)
RTA	-	-	-Manque de main-d'œuvre interne et externe -Impossibilité de mettre hors tension des Groupes Turbine-Alternateurs (GTA) sans

			<p>impacter de façon importante les clients internes (Alumineries de RTA) et externes</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Pertes de production importante en raison de la mise hors tension des GTAs</li> <li>-Perte monétaire importante en raison de la mise hors tension des GTAs</li> <li>-Impact important sur la fiabilité des installations de RTA car certains projets de maintien d'actif seraient reportés</li> </ul>
RTA	500 000,00 \$	1 000,00 \$	<p>RTA soumet au Coordonnateur de la fiabilité une proposition minimale visant à se rendre conforme à la norme et à minimiser les impacts de l'application des exigences de la norme;</p> <p>Veuillez noter que RTA, à titre de PVI, se réserve le droit de modifier ou de retirer en tout temps cette proposition dans l'éventualité où elle n'était pas intégrée dans son ensemble par le Coordonnateur de la fiabilité comme disposition particulière de la norme;</p> <p>Justifications:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Échéancier réalisable</li> <li>-Pertes de production minimisées</li> <li>-Pertes de revenus minimisée</li> <li>-Impact minimal sur les clients internes et externes</li> <li>-Impact minimal sur les projets de maintien d'actifs</li> <li>-Main-d'œuvre disponible malgré plusieurs mobilisations supplémentaires</li> <li>-Certains devancements de remplacement de protection par rapport à leur vie utile</li> </ul>
<b>Total</b>	<b>7 500 000,00 \$</b>	<b>1 000,00 \$</b>	

Le Coordonnateur maintient son évaluation de l'impact à la suite de la consultation publique et la réception des commentaires des entités visées.

**ANNEXE 1 – MODIFICATIONS APPORTÉES AUX EXIGENCES DE LA NORME**

Le tableau suivant présente les modifications apportées aux exigences de la version 2 de la norme PRC-024 reflétées dans la version 3 de la même norme.

Exigence	Modifications par rapport à la version précédente
E1	<p>Deux exceptions permettant à des relais de protection en fréquence de déclencher un groupe de production à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 sont retirées :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Déclenchement d'un groupe de production si les fonctions de protection fonctionnent en raison d'une perte de synchronisme ou d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance;</li> <li>• Déclenchement d'un groupe de production si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.</li> </ul>
E2	<p>Remplacement de l'exigence E2 par l'exigence D.A.2 pour l'<i>Interconnexion</i> du Québec. Toutefois, trois exceptions permettant à des relais de protection en tension de déclencher un groupe de production à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 2 sont retirées. Ces exceptions retirées le sont également pour l'<i>Interconnexion</i> du Québec:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Déclenchement d'un groupe de production conformément à un <i>automatisme de réseau (RAS)</i>;</li> <li>• Déclenchement d'un groupe de production si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production;</li> <li>• Déclenchement d'un groupe de production si les fonctions de protection fonctionnent en raison d'une perte de synchronisme ou d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.</li> </ul>
E3	Aucune modification de fond.
E4	Aucune modification de fond.
D.A.2	<p>Cette exigence remplace l'exigence E2 pour l'<i>Interconnexion</i> du Québec. Essentiellement, des exceptions supplémentaires permettant à un groupe de déclencher à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 2a ont été ajoutées pour les centrales stratégiques et pour les ressources raccordées au moyen d'onduleurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les centrales stratégiques nouvellement désignées ont 48 mois pour se conformer à la courbe de surtension applicable aux centrales stratégiques;</li> <li>• Les ressources raccordées au moyen d'onduleurs peuvent arrêter l'injection de courant momentanément lors d'une excursion en tension selon les conditions mentionnées dans l'exigence (voir exigence D.A.2 de la Norme).</li> </ul>
D.A.5	Cette exigence demande au <i>Coordonnateur de la planification</i> de désigner des centrales stratégiques au moins tous les cinq (5) ans.