
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 proposée pour adoption, soit la 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)</i> qui utilisent des protections indiquées à la section 4.2.1.</p> <p><i>Propriétaires d'installation de transport (TO)</i> (dans l'<i>Interconnexion</i> du Québec seulement) qui possèdent un transformateur élévateur de groupe de production (transformateur GSU) ou un transformateur de puissance principal (MPT) faisant partie du <i>BES</i> et qui utilisent des protections indiquées à la section 4.2.1.</p> <p><i>Coordonnateurs de la planification (PC)</i> (dans l'<i>Interconnexion</i> du Québec seulement)</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-2020-167¹. La norme PRC-024-2 est entrée en vigueur au Québec le 1^{er} avril 2021.

¹ 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

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 RD20-7-000²), la Norme entre en vigueur aux États-Unis le 1^{er} octobre 2022.

1.4. Dispositions particulières pour le Québec

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). »

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, sauf qu'elles peuvent être déclenchées lorsque la fréquence est $\geq 61,7$ Hz. »

Cette disposition 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.

1.5. Dates d'entrée en vigueur proposées

Le plan de mise en œuvre du projet 2018-04 de la NERC³ 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 civil⁴ et un délai minimal de 60 jours⁵ 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

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

³ 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

⁴ Par sa décision D-2015-168, la Régie fixe l'entrée en vigueur des normes au 1^{er} jour des trimestres civils suivant la date d'adoption.

⁵ 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.

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^{er} juillet 2025. De ce fait, afin de tenir compte des ajustements nécessaires des entités visées et des différences régionales 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, laissant ainsi, un délai d'environ quatre (4) ans pour 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^{er} octobre 2022 dans les juridictions voisines et ce, sur 100% des installations visées par la Norme. Le tableau suivant résume la proposition du Coordonnateur.

Exigence	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E1 à E4	1 ^{er} octobre 2022 ⁶	1 ^{er} juillet 2025 ⁷	Pour être cohérent avec les dates de mise en application de la norme PRC-024-2.
D.A.2	Non applicable ⁸		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.

1.6. 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 ⁹ et mise en vigueur au Québec le 1 ^{er} 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 ¹⁰ .

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 qui concernent 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 ajouté dans la version

⁶ 100% des installations visées par la Norme devront se conformer aux exigences de la Norme le 1^{er} octobre 2022.

⁷ Le Coordonnateur propose que 100% des installations visées par la Norme devront se conformer aux exigences de la Norme le 1^{er} juillet 2025.

⁸ Seulement applicable pour l'*Interconnexion* du Québec.

⁹ Voir note 1.

¹⁰ Voir note 3.

3 de la norme PRC-024. Finalement, la dernière sous-section présente la conclusion du Coordonnateur sur la pertinence de la Norme.

2.1. Norme continentale

La *norme de fiabilité* PRC-024-3 contient une série de révision et de clarification 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)¹¹. Ces recommandations ont été développées en faisant référence aux analyses et recommandations de la NERC et du *Western Electricity Coordinating Council* suite aux incidents du *Blue Cut Fire*¹² et *Canyon 2*¹³ 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*¹⁴ 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*¹⁵ et du *Canyon 2*¹⁶.

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*¹⁷ » est une référence détaillée des justificatifs. Le Coordonnateur résume les correctifs apportés ci-bas :

¹¹ 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)

¹² 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

¹³ 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>

¹⁴ La *rampe* ou le *taux de rampe* est le taux, exprimé en mégawatts par minute, selon lequel un producteur modifie sa production.

¹⁵ Voir note 7.

¹⁶ Voir note 8.

¹⁷ *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 (en anglais seulement)

- 1- Les exigences E1 et E2 ont été modifiées afin qu’une ressource de production ne puisse 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;
- 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 se concentre sur deux enjeux supplémentaires identifiés par le comité de rédaction de la NERC (SDT). Pour plus d’information sur ces deux enjeux et ceux mentionnés précédemment, prière de se référer aux documents complets déposés par la NERC dans le projet 2018-04¹⁸. À l’égard des deux enjeux supplémentaires, le document intitulé « *Supplemental Standard Autorization Request*¹⁹ » est un bon indicateur des justifications liées à ces deux enjeux.

Premièrement, dans la version précédente de la norme, soit la 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’équipement et incidemment, des pannes.

Le deuxième enjeu traite du fait que la version précédente de la norme, soit la PRC-024-2, est applicable seulement aux *propriétaires d’installations de production*, ce qui exclus les situations où un *propriétaire d’installation de transport* 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;
- 2- Exigeant que les *propriétaires d’installations de transport* possédant des transformateurs GSU et leur 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.

¹⁸ 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)

¹⁹ *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%20Supplemental%20SAR_PRC-024_06272019.pdf) (en anglais seulement)

2.2. Différences régionales pour le Québec

La version 3 de la norme PRC-024 comporte des différences régionales applicables pour l'*Interconnexion* du Québec. Ces différences régionales ont pour objectif d'étendre la portée des exigences E1, E3 et E4 aux *propriétaires d'installation de transport* 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.

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 limite 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)

Par ailleurs, l'exigence D.A.5 est ajoutée à la Norme pour les *coordonnateurs de la planification* 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* qui possèdent une centrale stratégique nouvellement désignées par le *coordonnateur de la planification*. 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'écarts 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* 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-024-3²⁰. La FERC a notamment retenu que la norme PRC-024-3 augmente l'efficacité de la *norme de fiabilité* 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-Brunswick²¹ et l'Ontario²², 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 Québec²³, 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.

²⁰ Voir la note 2.

²¹ 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>

²² 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>

²³ Entente conclue conformément au décret n° 443-2009 publié le 8 avril 2009. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/normes_fiab_transp_elec/Entente_Regie_NERC_NPCC_5mai09.pdf

3. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

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

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.

ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Section à remplir dès réception des formulaires d'évaluation de l'impact et à la conclusion du processus de consultation préalable au dépôt des normes auprès de la Régie.

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	Modification 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"> • 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; • Déclenchement d'un groupe de production si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
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"> • Déclenchement d'un groupe de production conformément à un <i>automatisme de réseau (RAS)</i>; • Déclenchement d'un groupe de production si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production; • 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.
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"> • Les centrales stratégiques nouvellement désignées ont 48 mois pour se conformer à la courbe de surtension applicable aux centrales stratégiques; • Les ressources raccordées au moyen d'onduleurs 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).
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.