Annexe Québec des normes de fiabilité

(version française et anglaise)

Annexe PRC-024-4-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-024-4 – Réglages des protections en fréquence et en tension des groupes synchrones, des ressources éoliennes de types 1 et 2, et des compensateurs synchrones

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. Titre : Aucune disposition particulière.

2. Numéro : Aucune disposition particulière.

3. Objet : Aucune disposition particulière.

4. Applicabilité : Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière.

4.2. Installations

Aucune disposition particulière.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 202X

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 202X

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : XX mois 202X

Les *installation*s visées par la norme PRC-024-4 doivent respecter les dates de mises en application indiquées au tableau suivant :

Exigences	Applicabilité	Dates de mise en application au Québec
Compensateurs synchrones		
Toutes les exigences (E1 à E4, D.A.5) sauf l'exigence D.A.2	100% de ses *installation*s visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois civils suivant l'adoption de la norme PRC-024-4 par la Régie.
D.A.2	100% de ses *installation*s visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois civils suivant l'adoption de la norme PRC-024-4 par la Régie.

Groupes synchrones et ressources éoliennes de type 1 et 2		
Toutes les exigences (E1 à E4, D.A.5) sauf l'exigence D.A.2	100% de ses *installation*s visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois civils suivant l'adoption de la norme PRC-024-4 par la Régie.
D.A.2	Au moins 50 % de ses *installation*s visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois civils suivant l'adoption de la norme PRC-024-4 par la Régie.
	Au moins 70 % de ses *installation*s visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois civils suivant l'adoption de la norme PRC-024-4 par la Régie.
	100 % de ses *installation*s visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 60 mois civils suivant l'adoption de la norme PRC-024-4 par la Régie.

B. Exigences et mesures

Disposition particulière relative à l'exigence E1 : 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 ≥ 61,7 Hz.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité des non-conformités

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

Niveaux de gravité des non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

PRC-024 – Annexe 1

Aucune disposition particulière.

PRC-024 – Annexe 2

Aucune disposition particulière.

PRC-024 – Annexe 2A

Disposition particulière relative aux détails sur les limites de tension:

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 ou lorsqu'il peut être démontré que le déclenchement associé à ces protections ne survienne que lorsque cette surtension ou sous-tension est présente simultanément sur les trois phases.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	xx mois 202x	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-2xxx-xxx.	Nouvelle

Annexe PRC-029-1-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-029-1 – Exigences de maintien en service en fréquence et en tension des sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière.

2. **Numéro :** Aucune disposition particulière.

3. **Objet :** Aucune disposition particulière.

4. **Applicabilité :** Dans l'application de cette norme, toute référence au terme « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

4.1 Entités fonctionnelles :

Aucune disposition particulière.

4.2 Installations :

4.2.1 *SERMO* faisant partie du *RTP*.

4.2.2 *SERMO* hors *RTP* qui ont une puissance nominale combinée égale ou supérieure à 50 MVA, ou qui contribuent à fournir une telle puissance, et qui sont raccordées par un dispositif conçu principalement pour injecter cette production à un point de raccordement commun à une tension égale ou supérieure à 44 kV.

Date d'entrée en vigueur :

Adoption de la norme par la Régie de l'énergie :	xx mois 20xx
Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie :	xx mois 20xx
Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec :	xx mois 20xx

Les *installation*s visées par la norme PRC-029-1 doivent respecter les dates de mises en application indiquées au tableau suivant :

Type de *SERMO*	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
Pour les exigences E1 à E3		
Capacités du matériel		
SERMO du *RTP*	Les entités doivent se conformer aux exigences E1, E2 et E3 en lien à la conception de leurs *SERMO* du *RTP*.	Au plus tard à la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-029-1
SERMO hors *RTP*	Les entités doivent se conformer aux exigences E1, E2 et E3 en lien à la conception de leurs *SERMO* hors *RTP*.	Au plus tard trois (3) mois suivant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-029-1
Capacité de performance		
Toutes les *SERMO*	Les entités doivent se conformer aux exigences E1, E2 et E3 en lien à l'exploitation de leurs *SERMO*.	Au moment de l'installation d'équipements de surveillance des perturbations pour ces *SERMO*, conformément à la mise en œuvre de la norme de fiabilité PRC-029-1
Pour l'exigence E4		
SERMO du *RTP*	Les entités doivent se conformer à l'exigence E4 pour tous les *SERMO* du *RTP*.	Au plus tard à la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-029-1
SERMO hors *RTP*	Les entités doivent se conformer à l'exigence E4 pour tous les *SERMO* hors *RTP*.	Au plus tard trois (3) mois suivant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-029-1

Limitations de l'équipement et processus relatif à l'exigence E4

Une exemption limitée et documentée est acceptable pour certaines *SERMO* existantes présentant des limitations d'équipement dûment documentées. Ces *SERMO* sont :

« … généralement des technologies *SERMO* plus anciennes dont le matériel doit être remplacé physiquement et pour lesquelles les réglages et les configurations ne peuvent pas être modifiés au moyen de mises à jour logicielles — et qui peuvent être incapables de mettre en œuvre les exigences de performance relatives au *maintien en service* en tension. »

Afin d'assurer la conformité à l'exigence E4, seules les *SERMO* en exploitation à la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-029-1 peuvent être considérées dans le cadre d'une exemption potentielle.

De plus, seules les *SERMO* qui sont dans l'incapacité de satisfaire aux exigences de *maintien en service* lors de perturbations de tension, en raison des limitations techniques empêchant la modification de leurs réglages de protection et de commande coordonnés, peuvent être admissibles à une exemption potentielle.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit s'assurer que chaque *SERMO* est conçue et exploitée de manière à respecter voire surpasser les exigences de *maintien en service*, conformément à la « zone de *maintien en service* obligatoire[1] » définie à l'annexe 1, sauf dans les cas suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

- Aucune disposition particulière ;
- Aucune disposition particulière ;
- Aucune disposition particulière ; ou
- La valeur volts/hertz (V/Hz) du côté haute tension du MPT dépasse 1,2 par unité (p.u.) pendant plus de 45 secondes ou 1,32 p.u. pendant plus de 2 secondes.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et à la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité des non-conformités

Aucune disposition particulière.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

[1] Cette zone comprend toute plage de non-déclenchement associé à la perte de synchronisation de la boucle de verrouillage de phase.

Annexe 1 : Critères de *maintien en service* en tension

Tableau 1 : Exigences de *maintien en service* en tension pour les *SERMO*[2]

Tension (p.u.)[3]	Plage de fonctionnement	Durée minimale de *maintien en service* (s)
> 1,40	Plage de fonctionnement obligatoire[4]	0,033
> 1,25	Plage de fonctionnement obligatoire	0,1
> 1,20	Plage de fonctionnement obligatoire	2
≥ 1,15	Plage de fonctionnement obligatoire	30
> 1,10	Plage de fonctionnement obligatoire	300
≤ 1,1 et ≥ 0,90	Plage de fonctionnement continu	En continu
< 0,90	Plage de fonctionnement obligatoire	30
< 0,85	Plage de fonctionnement obligatoire	2,0
< 0,75	Plage de fonctionnement obligatoire	1,0
< 0,25	Plage de fonctionnement obligatoire	3,4*V (p.u.) + 0,15[5]
< 0,10	Plage de fonctionnement permissif	3,4*V (p.u.) + 0,15[5]

1. Le tableau 1 s'applique à tous les types de *SERMO,* y compris notamment les installations suivantes :

a. les *SERMO*, quelle que soit leur source d'énergie, directement raccordées au réseau au moyen d'une installation de transport à CCHT-VSC ;

b. les autres *SERMO,* notamment les *SERMO* hybrides constituées d'éoliennes de type 3 ou 4 ou d'un système photovoltaïque et d'un système de stockage d'énergie par batterie (SSEB).

2. Le tableau 2 ne s'applique pas au Québec puisque le tableau 1 englobe les autres *SERMO* mentionnés.

3. Aucune disposition particulière.

4. Aucune disposition particulière.

[2] Se référer au point 1 de l'Annexe 1.
[3] Se référer au point 4 de l'Annexe 1.
[4] Le blocage temporaire est permis s'il est initié par une surtension dont la valeur efficace (RMS) est supérieure à 1,4 p.u., mesurée phase-terre à la *SERMO*, pouvant apparaître sur une seule ou plusieurs phases et seulement après une durée minimale de 0,022 seconde.
[5] Afin de couvrir une éventuelle défaillance de disjoncteur sur le réseau de transport, en addition à la durée formulée par l'équation mentionnée, s'ajoute une exigence de *maintien en service* additionnelle de 150 ms pour une tension résiduelle comprise entre 0,25 p.u. et 0 p.u., n'affectant qu'une seule phase (300 ms à 0 p.u. au total).

5. Les niveaux de tension indiqués au tableau 1 s'appliquent à la valeur efficace maximale ou minimale des tensions fondamentales phase-neutre ou phase-phase mesurées du côté haute tension du *MPT*. Toutefois, lors d'un défaut à la terre, les surtensions temporaires pouvant survenir sur une ou deux phases saines ne doivent pas entraîner de déclenchement, et le *maintien en service* est requis tant que la valeur efficace de ces surtensions temporaires demeure inférieure ou égale à 1,4 p.u., indépendamment des durées minimales de *maintien en service* spécifiées dans le tableau 1. Ces exigences incluent également le *maintien en service* lors des surtensions transitoires, dont la valeur de crête peut excéder celle des surtensions temporaires.

6. Le tableau 1 ne s'applique que lorsque la fréquence se situe dans la « zone de *maintien en service* obligatoire » ; voir le tableau 3 de l'annexe 2.

7. À une valeur de tension donnée, la *SERMO* doit assurer un *maintien en service*, sauf si la durée de maintien à cette tension dépasse la durée minimale spécifiée pour le *maintien en service*. En cas de variations continues de la tension, il est nécessaire de cumuler les durées passées dans chaque plage définie dans le tableau 1 sur une période de 10 secondes.

8. Les durées spécifiées dans les régions de fonctionnement obligatoire du tableau 1 sont cumulatives sur une ou plusieurs perturbations survenues au cours d'une période quelconque de 10 secondes.

9. Aucune disposition particulière.

10. Aucune disposition particulière.

11. Aucune disposition particulière.

Annexe 2 : Critères de *maintien en service* en fréquence

Tableau 3 : Exigences de *maintien en service* en fréquence

Fréquence du réseau (Hz)	Durée minimale de *maintien en service* (s)
> 61,7	Déclenchement possible
> 61,5	90
> 60,6	660
≤ 60,6 et ≥ 59,4	En continu
< 59,4	660
< 58,5	90
< 57,5	10
< 57,0	2
< 56,5	0,35
< 55,5	Déclenchement possible

1. Aucune disposition particulière.

2. Aucune disposition particulière. De plus, l'émission d'un ordre de déclenchement sans délai intentionnel est permise, sous réserve d'une mesure fiable de la fréquence, immunisée aux sauts d'angle et phénomènes transitoires.

3. Pour définir les réglages des systèmes de contrôle, des mesures instantanées ou ponctuelles ne peuvent pas être utilisées.

4. Aucune disposition particulière.

5. Aucune disposition particulière.

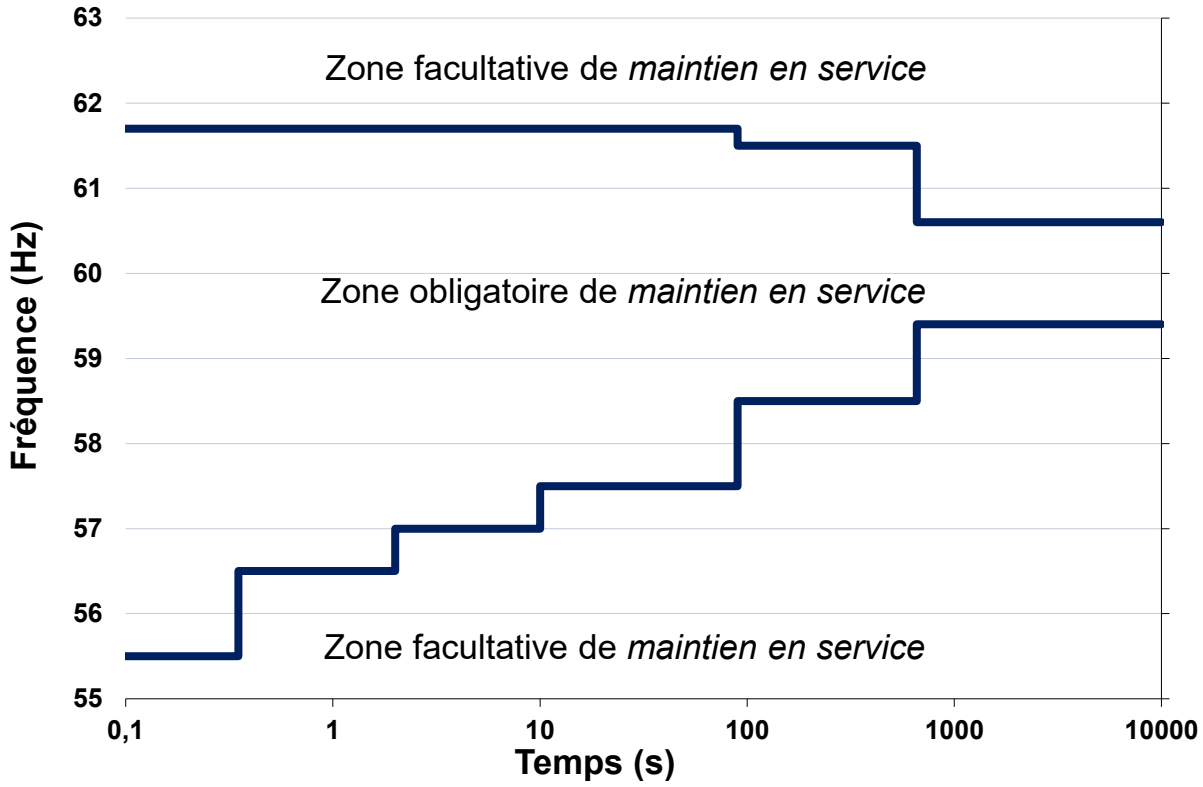

Figure 1 : Exigences de *maintien en service* en fréquence de la norme PRC-029

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	xx moix 20xx	Nouvelle annexe en suivi de la décision D-20xx-xxx.	Nouvelle

Appendix PRC-024-4-QC-1
Specific provisions applicable in Québec for standard PRC-024-4 – Frequency and Voltage Protection Settings for Synchronous Generators, Type 1 and Type 2 Wind Resources, and Synchronous Condensers

This appendix establishes specific provisions for the application of the standard in Québec. Provisions of the standard and of this appendix must be read jointly for comprehension and interpretation purposes. Where the standard and appendix differ, the appendix shall prevail.

A. Introduction

1. Title: No specific provisions.

2. Number: No specific provisions.

3. Purpose: No specific provisions.

4. Applicability: In the application of this standard, all reference to the term "Bulk Electric System" or "BES" shall be replaced by the terms "Main Transmission System" or "RTP" respectively.

4.1. Functional Entities

No specific provisions.

4.2. Facilities

No specific provisions.

5. Effective date:

5.1.	Adoption of the standard by the Régie de l'énergie:	Month XX, 202X
5.2.	Adoption of this appendix by the Régie de l'énergie:	Month XX, 202X
5.3.	Effective date of the standard and of this appendix in Québec:	Month XX, 202X

For Facilities subject to PRC-024-4, the requirements will be implemented on the following dates:

Requirements	Applicability	Implementation dates in Québec
Synchronous Condensers		
All requirements (R1 to R4, D.A.5) except requirement D.A.2	100% of its applicable Facilities	The first day of the first calendar quarter occurring 12 calendar months following the implementation of the PRC-024-4 standard by the Régie.
D.A.2	100% of its applicable Facilities	The first day of the first calendar quarter occurring 36 calendar months following the implementation of the PRC-024-4 standard by the Régie.
Synchronous Generators and Type1 and Type 2 Wind Resources		
All requirements (R1 to R4, D.A.5) except requirement D.A.2	100% of its applicable Facilities	The first day of the first calendar quarter occurring 12 calendar months following the implementation of the PRC-024-4 standard by the Régie.
D.A.2	At least 50% of its applicable Facilities	The first day of the first calendar quarter occurring 12 calendar months following the implementation of the PRC-024-4 standard by the Régie.
	At least 70% of its applicable Facilities	The first day of the first calendar quarter occurring 36 calendar months following the implementation of the PRC-024-4 standard by the Régie.
	100% of its applicable Facilities	The first day of the first calendar quarter occurring 60 calendar months following the implementation of the PRC-024-4 standard by the Régie.

B. Requirements and Measures

Specific provision regarding Requirement R1: Thermal generating stations, as well as generating stations equipped with asynchronous generators, shall adhere to the curves in Appendix 1, as specified by Requirement R1, except that they may be tripped at a frequency of ≥ 61.7 Hz.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

In Québec, "Compliance Enforcement Authority" means the Régie de l'énergie in its roles of monitoring and enforcing compliance with respect to the Reliability Standard and to this appendix.

1.2. Evidence Retention

No specific provisions.

1.3. Compliance Monitoring and Enforcement Program

The Régie de l'énergie establishes the monitoring processes used to evaluate data or information for the purpose of determining compliance or non-compliance with the Reliability Standard and with this appendix.

Violation Severity Levels

No specific provisions.

D. Regional Variances

No specific provisions.

Violation Severity Levels

No specific provisions.

E. Associated Documents

No specific provisions.

PRC-024 — Attachment 1

No specific provisions.

PRC-024 — Attachment 2

No specific provisions.

PRC-024 – Attachment 2A

Specific provision regarding boundary details:

It is acceptable to use a measurement of the Root Mean Square (RMS) value of the overvoltage or undervoltage (phase-to-phase or phase-to-ground) provided or when it can be proven that the trip associated with these protections occurs only when this overvoltage or undervoltage is present simultaneously on the three phases.

Version history

Version	Date	Action	Change tracking
1	Month XX, 202x	New appendix as per decision D-2XXX-XXX	New

Appendix PRC-029-1-QC-1
Specific provisions applicable in Québec for standard PRC-029-1 – Frequency and Voltage Ride-through Requirements for Inverter-based Resources

This appendix establishes specific provisions for the application of the standard in Québec. Provisions of the standard and of this appendix must be read jointly for comprehension and interpretation purposes. Where the standard and appendix differ, the appendix shall prevail.

A. Introduction

1. Title: No specific provisions.

2. Number: No specific provisions.

3. Purpose: No specific provisions.

4. Applicability: In the application of this standard, all reference to the term "Bulk Electric System" or "BES" shall be replaced by the terms "Main Transmission System" or "RTP" respectively.

4.1. Functional Entities:

No specific provisions.

4.2. Facilities:

4.2.1 No specific provisions.

4.2.2 Non-RTP Inverter-Based Resources that either have or contribute to an aggregate nameplate capacity of greater than or equal to 50 MVA, connected through a system designed primarily for delivering such capacity to a common point of connection at a voltage greater than or equal to 44 kV.

Effective Date:

Adoption of the standard by the Régie de l'énergie:	MM DD YYYY
Adoption of the appendix by the Régie de l'énergie:	MM DD YYYY
Effective date of the standard and its appendix in Québec:	MM DD YYYY

The facilities covered by standard PRC-029-1 must comply with the implementation dates indicated in the following table:

Appendix PRC-029-1-QC-1
Specific provisions applicable in Québec for standard PRC-029-1 – Frequency and Voltage Ride-through Requirements for Inverter-based Resources

Type of Inverter-Based Resources	Applicability	Date of enforcement in Québec
For requirement R1 to R3		
Capability-Based Elements		
RTP Inverter-Based Resources	Entities shall comply to design-related requirements R1, R2 and R3 for all their RTP Inverter-Based Resources.	No later than the effective date of PRC-029-1
Non-RTP Inverter-Based Resources	Entities shall comply to design-related requirements R1, R2 and R3 for all their Non-RTP Inverter-Based Resources.	No later than three (3) calendar months following the effective date of PRC-029-1
Performance Based-Elements		
For all Inverter-Based Resources	Entities shall comply to operation-related requirements R1, R2 and R3 for all Inverter-Based Resources.	At the time of disturbance monitoring equipment installation for these *IBR*, in accordance with the implementation of the PRC-029-1 reliability standard
For requirement R4		
RTP Inverter-Based Resources	Entities shall comply to requirements R4 for all their RTP Inverter-Based Resources.	No later than the effective date of PRC-029-1
Non-RTP Inverter-Based Resources	Entities shall comply to requirements R4 for all their Non-RTP Inverter-Based Resources.	No later than three (3) calendar months following the effective date of PRC-029-1

Equipment and processes limitations related to requirement R4

A limited and documented exemption is acceptable for certain existing IBR with duly documented equipment limitations. These IBRs are:

> " … typically older IBR technologies whose hardware must be physically replaced and for which settings and configurations cannot be changed via software updates — and which may be unable to implement the performance requirements related to voltage ride-through."

To ensure compliance with requirement R4, only IBR in operation on the effective date of standard PRC-029-1 can be considered for a potential exemption.
Furthermore, only IBR that are unable to meet ride-through voltage disturbance requirements due to technical limitations preventing modification of their coordinated protection and control settings may be eligible for a potential exemption.

B. Requirements and Measures

R1. Each Generator Owner shall ensure the design and operation is such that each IBR meets or exceeds Ride-through requirements, in accordance with the "must Ride-through[1] zone" as specified in Attachment 1, except in the following conditions:
Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Assessment] No specific provisions

- No specific provisions ;
- No specific provisions ;
- No specific provisions ; or
- The Volts per Hz (V/Hz) at the high-side of the main power transformer exceed 1.2 per unit for longer than 45 seconds or exceed 1.32 per unit for longer than 2 seconds.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

In Québec, "Compliance Enforcement Authority" means the Régie de l'énergie in its roles of monitoring and enforcing compliance with respect to the Reliability Standard and to this appendix.

1.2. Evidence Retention

No specific provisions.

1.3. Compliance Monitoring and Enforcement Program:

The Régie de l'énergie establishes the monitoring processes used to evaluate data or information for the purpose of determining compliance or non-compliance with the Reliability Standard and with this appendix.

Violation Severity Levels

No specific provisions.

D. Regional Variances

No specific provisions.

E. Associated Documents

No specific provisions.

[1] This operating region includes any no-trip band associated with the loss of synchronisation of the phase-locked loop.

Attachment 1 : Voltage Ride-Through Criteria

Table 1: Voltage Ride-through Requirements for all IBR[2]

Voltage (p.u.)[3]	Operation Region	Minimum Ride-Through Time (sec)
> 1,40	Mandatory Operation Region[4]	0,033
> 1,25	Mandatory Operation Region	0,1
> 1,20	Mandatory Operation Region	2
≥ 1,15	Mandatory Operation Region	30
> 1,10	Mandatory Operation Region	300
≤ 1,1 and ≥ 0,90	Continuous Operation Region	Continuous
< 0,90	Mandatory Operation Region	30
< 0,85	Mandatory Operation Region	2,0
< 0,75	Mandatory Operation Region	1,0
< 0,25	Mandatory Operation Region	3,4*V (p.u.) + 0,15[5]
< 0,10	Permissive Operating Region	3,4*V (p.u.) + 0,15[4]

1. Table 1 applies to every type of IBR, including, but not limited to the following facilities:

a. IBR, regardless of their energy resource, interconnecting via a dedicated VSC HVDC transmission facility.

b. Other IBR or hybrid IBR consisting of photovoltaic (PV) and BESS, including type 3 and type 4 wind IBR or hybrid IBR that include wind, unless connected via a dedicated Voltage Source Converter - High Voltage Direct Current (VSC-HVDC) transmission facility.

2. Table 2 does not apply in Quebec since Table 1 includes all other IBR mentioned.

3. No specific provisions.

---

[2] Refer to bullet #1 of Attachment 1.
[3] Refer to bullet #4 of Attachment 1.
[4] Temporary blocking is permitted if it is initiated by an overvoltage whose root-mean-square (RMS) value exceeds 1.4 p.u., measured phase-to-ground at the IBR facility (SERMO), which may occur on one or more phases, and only after a minimum duration of 0.022 seconds.
[5] To recover from a potential circuit breaker failure on the transmission system, an additional Ride-Through requirement of 150 ms shall apply, in addition to the duration determined by the aforementioned equation, for a residual voltage between 0.25 p.u. and 0 p.u. affecting only a single phase, thereby resulting in a total Ride-Through duration of 300 ms at 0 p.u.

4. No specific provisions.

5. The voltage levels indicated in Table 1 apply to the maximum or minimum RMS value of the phase-to-neutral or phase-to-phase fundamental voltages measured on the high-voltage side of the MPT. However, during a ground fault, temporary overvoltages that may occur on one or two phases must not cause tripping, and ride-through is required as long as the RMS value of these temporary overvoltages remains less than or equal to 1.4 p.u., regardless of the minimum ride-through durations specified in Table 1. These requirements also include the ride-through of transient overvoltages, which the peak value can exceed that of the temporary overvoltages.

6. Table 1 is only applicable when the frequency is within the "must Ride-through zone"; as specified in Table 3 of Attachment 2.

7. At a given voltage level, the SERMO shall maintain operation unless the duration of exposure to that voltage exceeds the minimum ride-through duration specified for that voltage level. For continuously varying voltage conditions, the time spent within each voltage range defined in Table 1 shall be cumulatively accounted for over a 10-second period.

8. The specified duration of the mandatory operation regions in Table 1 is cumulative over one or more disturbances within any 10-second period.

9. No specific revisions.

10. No specific revisions.

11. The "must Ride-through zone" is the combined area of the mandatory operating regions and continuous operating regions.

Attachment 2: Frequency Ride-Through Criteria

Table 3 : Frequency Ride-through Capability Requirements

System Frequency (Hz)	Minimum Ride-Through Time (sec)
> 61,7	May trip
> 61,5	90
> 60,6	660
≤ 60,6 and ≥ 59,4	Continuous
< 59,4	660
< 58,5	90
< 57,5	10
< 57,0	2
< 56,5	0,35
< 55,5	May trip

1. No specific provisions.

2. No specific provisions. Furthermore, issuing a trip command with no intentional delay is permitted, provided that the frequency measurement is reliable and immune to angle jumps and transient phenomena.

3. To establish control system settings, instantaneous or spot measurements cannot be used.

4. No specific provisions.

5. No specific provisions.

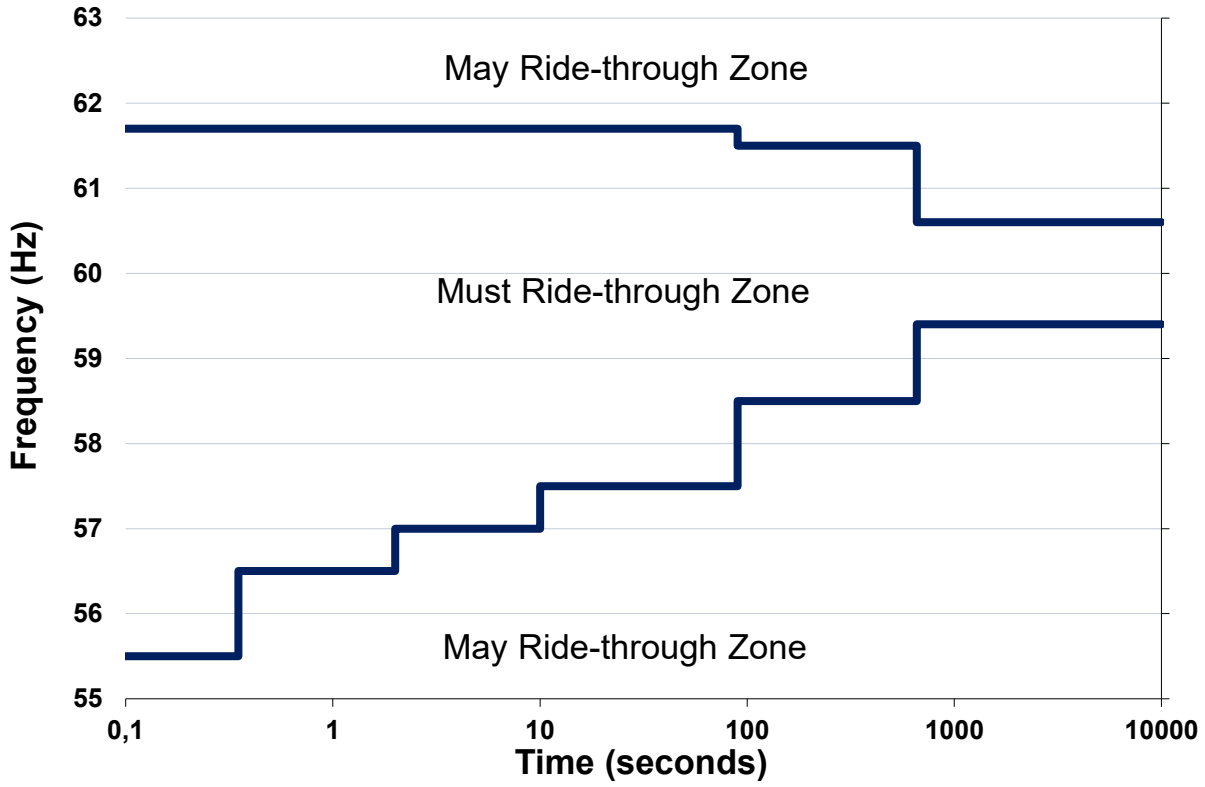

Figure 1: PRC-029 Frequency Ride-through Requirements

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	MM DD YYYY	New Appendix as per decision D-2xxx-xxx.	New