
Table des matières

1	Introduction	3
2	Proposition de détermination du caractère significatif [Art. 5]	5
2.1	Conditions applicables au choix des seuils de puissance maximale	6
2.1.1	Capacités de tenue en tension pour les PGM raccordées au réseau du GRT	6
2.1.2	Autres conditions	7
3	Exigences applicables aux unités de Type A	8
3.1	Exigences de fréquence	8
3.1.1	Capacité de tenue en fréquence [Art. 13.1 (a)]	8
3.1.2	Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence (RoCoF) [Art. 13.1 (b)]	8
3.1.3	Protection de découplage déclenchée par la vitesse de variation de la fréquence [Art. 13.1 (b)]	9
3.1.4	Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (LFSM-O) [Art. 13-2 (a-g)]	9
3.1.5	Réduction de puissance maximale admissible en cas de baisse de fréquence [Art. 13-4 et 5]	12
3.1.6	Interface logique pour cesser l'injection de puissance active [Art. 13-6]	13
3.1.7	Connexion automatique [Art. 13-7]	13
4	Exigences applicables aux unités de Type B	14
4.1	Stabilité de fréquence et gestion de la puissance active	14
4.1.1	Réduction à distance de la puissance active [Art. 14 -2]	14
4.1.2	Reconnexion automatique [Art. 14-4]	14
4.2	Instrumentation [Art. 14-5]	14
4.2.1	Données structurelles : systèmes et paramètres de protection électrique et de contrôle-commande [Art. 14-5 (a + b)]	14
4.2.2	Échange d'informations [Art. 14-5 (d)]	15
4.3	Exigences applicables aux SPGM de type B	15
4.3.1	Capacités en puissance réactive - SPGM [Art. 17-2 (a)]	15
4.3.2	Réglage de la tension des SPGM de type B [Art. 17-2 (b)]	16
4.3.3	Tenue aux creux de tension des SPGM en cas de défauts symétriques et dissymétriques [Art. 14-3]	17
4.3.4	Rétablissement de la puissance active après défaut - SPGM [Art. 17-3]	18
4.4	Exigences applicables aux PPM de type B	18
4.4.1	Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques - PPM [Art. 14-3]	18
4.4.2	Capacités réactives - PPM [Art. 20-2 (a)]	19
4.4.3	Courant de défaut et soutien de la tension dynamique [Art. 20-2 (b et c)]	20
4.4.4	Rétablissement de la puissance active après défaut [Art. 20-3]	21
5	Exigences applicables aux unités de Type C	22
5.1	Stabilité de fréquence et gestion de puissance active	22
5.1.1	Capacité de réglage et plage de réglage de la puissance active [Art. 15-2 (ab)]	22
5.1.2	Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) [Art. 15-2 (c)]	22
5.1.3	Mode de sensibilité à la fréquence [Art. 15-2 (d)]	24
5.1.4	Contrôle de la restauration de la fréquence [Art. 15-2 (e)]	25
5.1.5	Suivi en temps réel des FSM [Art. 15-2 (g)]	25
5.1.6	Déconnexion automatique pour les tensions hors plage [Art. 15-3]	25
5.1.7	Taux de variation de la production de puissance active [Art. 15-6 (e)]	25
5.2	Reconstitution du réseau [Art. 15-5]	25
5.2.1	Capacité à participer à un réseau séparé [Art. 15-5 (b)]	25

5.2.2	Capacité de resynchronisation rapide [Art. 15-5 (c)]	25
5.3	Instrumentation, simulation et protection	26
5.3.1	Perte de stabilité angulaire ou perte de régulateurs [Art. 15-6 (a)]	26
5.3.2	Instrumentation [Art. 15-6 (b)]	26
5.3.3	Modèles de simulation [Art. 15-6 (c)]	26
5.3.4	Dispositifs pour le fonctionnement et la sécurité du réseau [Art. 15-6 (d)]	26
5.3.5	Mise à la terre du point neutre du côté réseau du transformateur élévateur [Art. 15-6 (f)]	26
5.4	Mode de réglage de la tension (pour SPGM et PPM) [Art. 19-2 (a) et Art. 21-3 (d)]	27
5.5	Exigences applicables aux SPGM de type C	28
5.5.1	Capacité en puissance réactive des SPGM [Art. 18-2]	28
5.5.2	Exigences de réglage de la tension applicables aux SPGM de type C	28
5.6	Exigences relatives aux PPM de type C	29
5.6.1	Inertie synthétique des PPM [Art. 21-2]	29
5.6.2	Capacités réactives - PPM [Art. 21-3 (a-c)]	29
5.6.3	Réglage de la tension - PPM [Art. 21-3 (d et e)]	30
6	Exigences applicables aux unités de Type D	32
6.1	Réglage de la tension	32
6.1.1	Capacité de tenue en tension [Art. 16-2 (a et b)]	32
6.1.2	Déconnexion automatique pour les tensions hors plage [Art. 16-2 (c)]	32
6.2	Resynchronisation [Art. 16-4]	32
6.3	Exigences applicables aux SPGM de type D	33
6.3.1	Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques – SPGM [Art. 16-3]	33
6.3.2	Stabilité de la tension des SPGM [Art. 19-2]	34
6.3.3	Capacités techniques de maintien de la stabilité angulaire des SPGM dans les situations de défaut [Art. 19-3]	34
6.4	Type D – PPM	34
6.4.1	Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques – PPM [Art. 16-3]	34
7	Acronymes	36
8	Références	36
9	Annexe I - Définition du profil de tenue aux creux de tension (extrait de l'art. 14-3 du RfG [1])	37

1 Introduction

L'article 7, paragraphe 4, du NC RfG [1] stipule que, dans les deux ans à compter de l'entrée en vigueur du NC RfG, soit le 17 mai 2018, le gestionnaire de réseau ou le GRT concerné doit soumettre pour approbation à l'entité compétente une proposition relative aux exigences d'application générale (ou la méthodologie utilisée pour les calculer ou les définir). Les deux autres codes de réseau de raccordement contiennent une exigence similaire (article 6, paragraphe 4 du NC DCC [2] et article 5, paragraphe 4 du NC HVDC [3]).

Le présent document a pour objectif de synthétiser la proposition technique concernant la mise en œuvre en Belgique des exigences non exhaustives énoncées dans le NC RfG. Ce document constitue la version finale de la proposition relative aux exigences d'application générale (ci-après dénommées « exigences générales »), conformément à l'article 7, paragraphe 4 du NC RfG.

Cette proposition porte surtout sur les exigences fixées par Elia en tant que GRT (compétent) ou gestionnaire de réseau compétent.

La mise en œuvre des exigences non exhaustives des GRD publics est proposée dans les spécifications techniques de Synergrid C10-11. Les exigences définies par Elia en tant que GRT pour la production raccordée aux réseaux de distribution publics sont traitées dans le C10-11 et devraient être conformes aux prescriptions pertinentes du présent document.

Pour faciliter la mise en œuvre des exigences du NC RfG, Elia et les GRD publics se sont concertés autant que possible afin d'augmenter la cohérence et d'éviter au mieux toute discrimination entre une unité de production d'électricité (Power Generating Module, PGM) raccordée au réseau de transport ou de distribution en termes d'exigences techniques et de lisibilité juridique.

Le 17 mai 2018, Elia a soumis aux autorités compétentes les propositions relatives aux exigences générales pour le NC RfG, mais aussi les NC DCC et NC HVDC, ainsi que la proposition (avec suivi des modifications) de Règlement technique fédéral modifié [4] et la proposition formelle sur les seuils de puissance maximale des unités de production d'électricité de types B, C et D. Elia a organisé une consultation publique préalable pour tous les éléments à livrer, à partir du 15 mars jusqu'au 16 avril 2018 pour le Règlement technique fédéral et jusqu'au 23 avril 2018 pour les exigences générales. La consultation publique relative aux seuils de puissance maximale applicables aux types B, C et D avait déjà eu lieu du 19 mai au 20 juin 2017. Cette approche s'inscrit dans la vision de l'administration fédérale belge (SPF Énergie) [5].

Le présent document représente la position finale d'Elia suite aux discussions abordant chacun des sujets concernés avec les parties prenantes. Au cours des derniers mois, ce document a été progressivement complété et présenté aux parties prenantes, en particulier lors des ateliers portant sur le Règlement technique fédéral, jusqu'à ce que toutes les exigences générales non exhaustives soient incluses.

Ce document suit la même logique que celle du NC RfG : la proposition est organisée par sujet technique et par catégorie de PGM, en tenant compte des seuils applicables aux types B, C et D tels que définis dans la proposition d'Elia (et des GRD publics). Sauf indication contraire, chaque catégorie supérieure doit satisfaire aux exigences de la catégorie inférieure. À titre d'exemple, le mode de réglage LFSM-O est spécifié pour le type A, mais il est également exigé pour les PGM de catégorie B, C et/ou D.

Le champ d'application de ce document contient en particulier, mais sans s'y limiter, la proposition de mise en œuvre des exigences non exhaustives du NC RfG. Afin d'en améliorer la lisibilité, ce document peut également contenir des exigences exhaustives du NC, des propositions de mise en œuvre d'exigences non exhaustives de l'autre NC de raccordement ou d'autres exigences nationales/régionales spécifiques à titre d'information uniquement, mais il ne les couvre évidemment pas toutes.

En ce qui concerne la liste complète des exigences non exhaustives proposées en tant qu'exigences générales, Elia se réfère au document d'orientation de mise en œuvre (IGD) de ENTSO-E portant sur les « Paramètres des exigences non exhaustives » [6] qui doivent être définies par le GRT et le gestionnaire de réseau compétents. Ce document mentionne non seulement les paramètres à définir par sujet, mais aussi quel article de chaque NC de raccordement doit être considéré comme non exhaustif et quel gestionnaire de réseau est compétent pour définir une proposition de mise en œuvre.

D'une manière générale, le présent document propose des exigences minimales. Si une PGM possède des capacités supérieures au minimum requis et si sa mise à disposition n'a pas d'impact technique négatif sur son fonctionnement normal, ces capacités doivent être disponibles pour une activation en accord avec le gestionnaire de réseau compétent (ceci sera défini lors de l'accord de raccordement). À titre d'exemple, si la PGM dispose de capacités supérieures au profil minimum de tenue aux creux de tension (cf. Art. 14-3), il est attendu de la PGM qu'elle ne limite pas ses capacités pour se conformer aux exigences minimales, mais qu'elle utilise toute sa capacité pour maintenir la stabilité du réseau, tel qu'énoncé dans son accord. Les caractéristiques et fonctionnalités de la PGM effectivement mises en œuvre doivent être communiquées au gestionnaire de réseau compétent et/ou au gestionnaire de réseau de transport.

Le GRT peut accorder des exceptions pour un point de raccordement spécifique, à condition que les avantages techniques ou économiques de l'exception soient être démontrés. Pour ce faire, l'utilisateur du réseau raccordé au réseau Elia adresse une demande motivée au GRT qui analyse les raisons invoquées. Si le GRT estime que les raisons invoquées pour l'exception ne contiennent pas de preuves suffisantes, ne sont pas justifiées, ne sont pas liées à des raisons techniques ou économiques ou sont contraires à la réglementation, il fournira une justification motivée à l'utilisateur du réseau. Conformément à la réglementation applicable, l'utilisateur du réseau peut faire appel de la décision du GRT auprès du régulateur compétent.

Conformément à l'article 3.2 (b) de la NC RfG, les exigences générales ne s'appliquent pas aux PGM¹ de secours, sauf si ces dernières proposent des services auxiliaires de manière volontaire pendant plus de 5 minutes par mois.

Dans ce document, le réseau Elia est défini comme le réseau électrique sur lequel Elia détient des droits de propriété ou au moins un droit d'utilisation ou d'exploitation, et pour lequel Elia a été désignée comme gestionnaire de réseau. Bien qu'Elia exploite également le réseau de transport à des niveaux de tension supérieurs à 70 kV, ce terme, aux fins du présent document, inclut également les réseaux de transport locaux ainsi que le réseau de transport régional et le « Plaatselijk Vervoernet » en Flandre, qui présentent tous une tension de 70 kV maximum et pour lesquels Elia a été désignée comme gestionnaire de réseau.

¹ Unités de production d'électricité installées pour fournir une alimentation de secours et fonctionner en parallèle avec le réseau pendant moins de cinq minutes par mois civil, quand le réseau se trouve en état normal. Le fonctionnement en parallèle pendant les essais de maintenance ou de mise en service de cette unité de production d'énergie n'est pas pris en compte pour la limite de cinq minutes.

2 Proposition de détermination du caractère significatif [Art. 5]

Cette proposition de détermination du caractère significatif a été communiquée aux parties prenantes dans le cadre de la « Consultation publique concernant la proposition de mettre en place des seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C et D », qui s'est tenue du 19/05/2017 au 20/06/2017 et qui est disponible [en ligne](#). Les seuils proposés sont le résultat de plusieurs séries d'ateliers et de discussions avec les parties prenantes et les autorités. Une synthèse de la proposition de détermination du caractère significatif est présentée ci-dessous.

Conformément à l'Art. 5 du NC RfG, Elia propose les seuils de puissance maximale suivants pour la détermination du type :

- Type A
 - $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacité} < 1 MW$ et $V_{cp} < 110kV$
- Type B
 - $1 MW \leq P_{MAX}^{Capacité} < 25MW$ et $V_{cp} < 110kV$
- Type C
 - $25MW \leq P_{MAX}^{Capacité} < 75MW$ et $V_{cp} < 110kV$
- Type D
 - $75MW \leq P_{MAX}^{Capacité}$ ou
 - $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacité}$ et $V_{cp} \geq 110kV$

Où $P_{MAX}^{Capacité}$ correspond à la puissance maximale (installée) des unités de production d'électricité et V_{cp} correspond au niveau de tension au point de raccordement.

Les paramètres utilisés pour déterminer le caractère significatif sont représentés sous forme de graphique dans l'Illustration 1 ci-dessous.

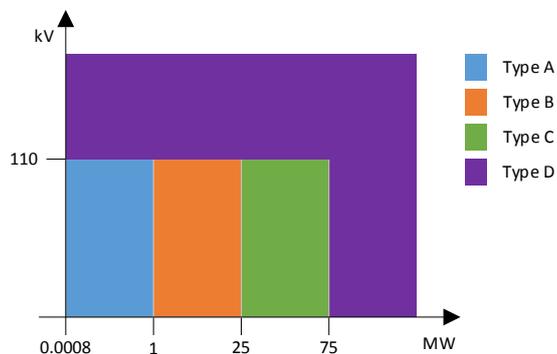


Illustration 1 : Représentation graphique des seuils de puissance maximale proposés.

Toutefois, Elia propose d'adapter les exigences applicables aux unités de production d'électricité (PGM) d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV, afin de refléter la spécification de la PGM de la même taille et d'une tension au point de raccordement inférieure ou égale à 110 kV. Les exigences seront adaptées par le biais d'une demande de dérogation soumise par le gestionnaire de réseau compétent ou, dans ce cas, par le GRT compétent (conformément à l'article 6.3 du NC RfG).

Plus précisément, les exigences suivantes sont proposées :

- Une PGM de type D avec $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacité} < 1 MW$ respectera les mêmes exigences qu'une PGM de type A.
- Une PGM de type D avec $1 MW \leq P_{MAX}^{Capacité} < 25MW$ respectera les mêmes exigences qu'une PGM de type B.

Une représentation graphique des exigences résultantes escomptées est présentée dans l'illustration 2 ci-dessous.

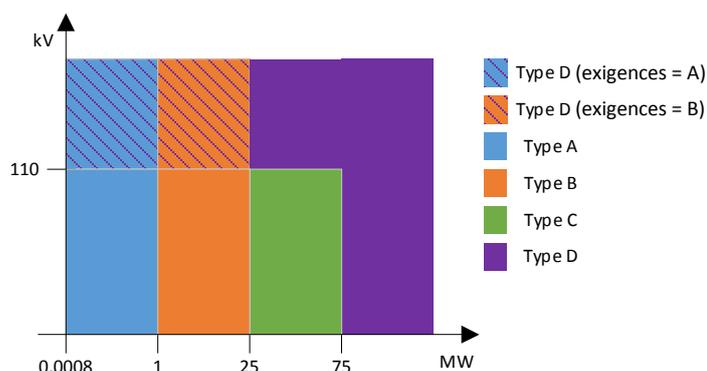


Illustration 2 : Représentation graphique des exigences qui doivent être respectées par les PGM en fonction des seuils de puissance maximale proposés, compte tenu des résultats de la procédure de dérogation envisagée.

Il convient de noter que les parcs non synchrones de générateurs (PPM) dont le point de raccordement est situé en mer doivent respecter les mêmes prescriptions que les unités de parcs non synchrones de générateurs de type D, sauf si elles sont spécifiquement définies dans le présent document.

2.1 Conditions applicables au choix des seuils de puissance maximale

2.1.1 Capacités de tenue en tension pour les PGM raccordées au réseau du GRT

Cette exigence doit être respectée au point de raccordement.

Les capacités de tenue en tension ne sont mentionnées que pour les PGM de Type D (art. 16.2), des capacités similaires (cf. Tableau 1) sont aussi requises pour le reste des PGM afin de garantir la sécurité d'exploitation du réseau.

	Plage de tension	Durée d'exploitation
Plages de tension inférieures à 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	À définir entre le GRT et le propriétaire de l'installation de production dans le contrat de raccordement
Plages de tension supérieures à 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	À définir entre le GRT et le propriétaire de l'installation de production dans le contrat de raccordement

Tableau 1 : Capacités de tenue en tension.

Les valeurs de base suivantes doivent être prises en compte comme référence pour les plages de tension en pu reprises dans le Tableau 1 pour les PGM raccordées au réseau du GRT :

- 400 kV
- 220 kV
- 150 kV
- 110 kV
- 70 kV
- 36 kV

Si des capacités de tenue en tension plus larges ou plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le propriétaire de l'installation de production d'électricité ne refuse pas leur mise à disposition du gestionnaire de réseau compétent sans raison.

2.1.2 Autres conditions

Les unités de production d'électricité synchrones de type C (SPGM) nécessiteront des exigences plus strictes que celles prévues par le NC RfG en ce qui concerne les réglages de la tension. Ces exigences sont déjà reprises dans les règlements techniques fédéral (RTF) et régionaux (TRPV, RTTR et RTTL) portant sur les unités de même type et de même taille [4, 7-8-9]. Ces prescriptions techniques sont abordées en détail dans la section 5.5.2.

Elia exige des fonctions de régulateur automatique de tension (AVR), de limiteur de surexcitation (OEL), de limiteur de sous-excitation (UEL) et de stabilisateur de puissance (PSS). L'activation et le réglage de la fonction PSS seront nécessaires en fonction du point de raccordement, de la taille et des caractéristiques de la SPGM.

Cette approche est conforme au document d'orientation de mise en œuvre (IGD) proposé et soumis par ENTSO-E pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau sur les paramètres des exigences non exhaustives : celui-ci recommande une mise en œuvre spécifique au site de l'exigence énoncée à l'art.19(2)b.(v) au travers d'un contrat de raccordement individuel.

3 Exigences applicables aux unités de Type A

En général, tous les paramètres relatifs à la fréquence sont coordonnés entre les GRT dans la zone synchrone de l'Europe continentale pour garantir une contribution équitable des unités de production d'électricité de toutes les zones de contrôle ainsi que la résilience et la stabilité globales du réseau. Les présentes exigences sont basées sur la version finale des documents d'orientation de mise en œuvre (IGD) soumis à une consultation publique sur le site Web de ENTSO-E (clôturée le 21 décembre 2017)². Si l'IGD devait être mis à jour, ces modifications pourraient, le cas échéant, être prises en considération après consultation des parties prenantes concernées.

3.1 Exigences de fréquence

3.1.1 Capacité de tenue en fréquence [Art. 13.1 (a)]

En sa qualité de GRT, Elia définit la plage de fréquence et la durée minimale comme suit :

Plage de fréquence	Durée
[47,5 Hz — 48,5 Hz[30 minutes
[48,5 Hz — 49,0 Hz[30 minutes
[49,0 Hz — 51,0 Hz]	Illimitée
]51,0 Hz — 51,5 Hz]	30 minutes

Remarque : les réglages de protection des PGM raccordées aux réseaux de distribution ne doivent pas entrer en conflit avec cette capacité de tenue en fréquence, sauf si un événement local est détecté (et non un événement global du réseau électrique).

En outre, conformément aux paragraphes 13.1 (a)(ii) et (a)(iii), la durée d'exploitation dans la plage de fréquence s'étendant de 51,5 Hz à 52,5 Hz devra être traitée comme suit, à condition que le propriétaire de l'installation de production d'électricité ne refuse pas sans raison valable d'appliquer des plages de fréquences plus larges ou des durées minimales d'exploitation plus longues, compte tenu de leur faisabilité économique et technique.

- Pour les unités de types B, C et D, elle sera convenue entre le GRC (Elia) et le propriétaire de l'installation de production dans le cadre de l'accord de raccordement et tiendra compte de la capacité technique possible de la PGM.
- Pour les unités de type A, le propriétaire de l'installation de production d'électricité devra communiquer sa capacité technique de durée au GRC et la mettre à la disposition de ce dernier.

3.1.2 Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence (RoCoF) [Art. 13.1 (b)]

En sa qualité de GRT, Elia définit la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence (RoCoF) en abordant la fréquence par rapport au profil temporel représenté dans l'illustration 3, au moyen d'une technique de mesure explicite prenant en compte 2 Hz/s pendant une durée de 500 ms. Pour les PGM raccordées au réseau d'Elia et reposant sur la détection de découplage à partir des mesures des vitesses de variation de la fréquence (LOM), les réglages de protection ne doivent pas aller à l'encontre des exigences relatives à la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence, sauf si un événement local est détecté (et non un événement global du réseau électrique).

² https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-4/consult_view/

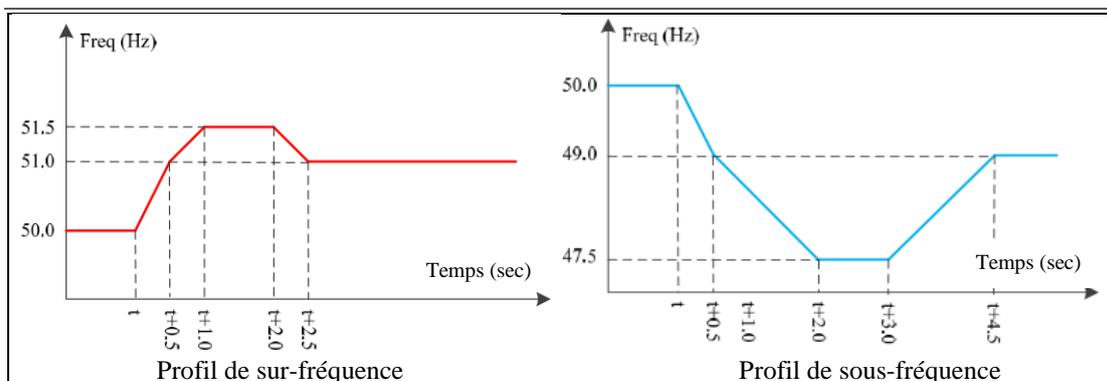


Illustration 3 : Fréquence proposée en fonction des capacités de tenue à la durée.

3.1.3 Protection de découplage déclenchée par la vitesse de variation de la fréquence [Art. 13.1 (b)]

Pour toutes les PGM, un découplage reposant sur les vitesses de variation de la fréquence (LOM) peut être autorisé et défini par le GRC en coordination avec le GRT comme le prévoit l'article 13(1) b. Dans ce cas, la mesure de la vitesse de variation de la fréquence utilisée pour la protection de découplage sert à détecter un îlotage et ne doit pas être confondue avec l'exigence d'immunité des vitesses de variation de la fréquence définie au point 3.1.2.

Pour les PGM raccordées au réseau d'Elia et reposant sur la détection de découplage à partir des mesures des vitesses de variation de la fréquence, le seuil doit être supérieur à 2 Hz/s pendant une durée de 500 ms. Remarque : les autres paramètres de détection de découplage possibles ne doivent pas entrer en conflit avec les exigences relatives à la capacité de tenue en fréquence, sauf si un événement local est détecté (et non un événement global du réseau électrique). Pour des raisons techniques et de sécurité, des seuils plus bas peuvent être envisagés au cas par cas.

3.1.4 Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (LFSM-O) [Art. 13-2 (a-g)]

La définition des exigences non exhaustives liées à la fonction LFSM-O est coordonnée entre les GRT dans la zone synchrone de l'Europe continentale. En raison des conséquences des problèmes liés à la fréquence sur l'ensemble du réseau, un réglage harmonisé de ces paramètres au sein d'une zone synchrone est souhaitable. Dans le cas contraire, des effets négatifs pourraient survenir et aggraver les situations d'urgence suite à l'activation du LFSM-O. La déconnexion et la reconnexion automatiques visées à l'article 13-2 (b) ne sont pas autorisées par défaut.

L'exigence actuelle d'Elia en sa qualité de GRT tient compte des phénomènes transitoires du réseau et de la nécessité d'une réaction de réponse en fréquence adéquate. La proposition prête également attention à la performance de la réponse tout en tenant compte des différentes technologies des PGM.

La réponse de la PGM prend en considération les aspects suivants, représentés dans l'illustration 4 :

- Le temps mort (T_d) couvre la durée entre l'événement de variation de fréquence et le début de la réponse ;
- Le temps de réponse à un échelon (T_{sr}) couvre la durée entre l'événement de variation de fréquence et l'instant où la réponse atteint pour la première fois la plage de tolérance ;
- Le temps de stabilisation (T_s) couvre la durée entre l'événement de variation de fréquence et l'instant où la réponse correspondante reste dans la bande de tolérance de la valeur définie.

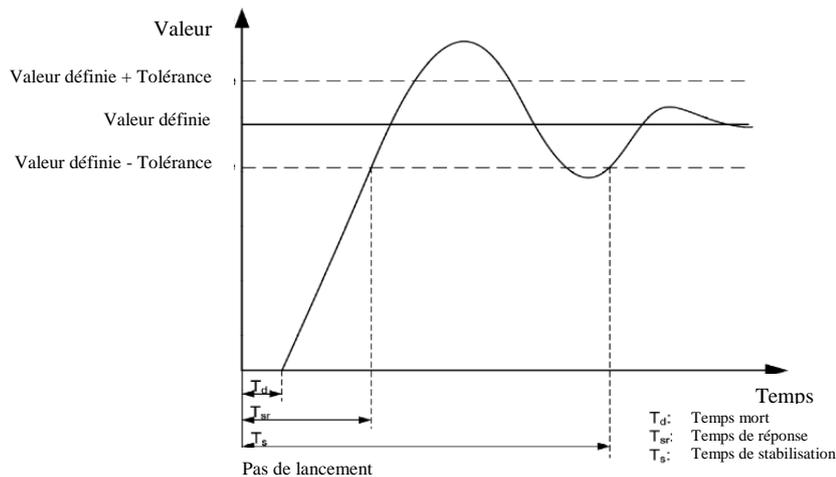


Illustration 4 : Définition des paramètres de réponse des PGM.

Les exigences ci-dessous sont communes à toutes les PGM :

- La valeur du statisme correspond à 5 % et est sélectionnable dans la plage de 2 % et 12 % ;
- Le seuil d'activation de la fréquence correspond à 50,2 Hz ;
- Temps mort : par défaut aussi rapide que techniquement possible (pas de retard intentionnel), des conditions spécifiques peuvent être appliquées en concertation avec le GRT ;
- Une fois le niveau de régulation minimal atteint, le mode de fonctionnement doit être maintenu au même niveau (pas de diminution supplémentaire pour une augmentation de fréquence supplémentaire).

Le statisme est défini selon la formule suivante :

$$s[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

Où ΔP est la variation de puissance active de l'unité de production d'électricité, f_n est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et Δf est l'écart de fréquence sur le réseau. En cas de sur-fréquences avec Δf supérieur à Δf_1 , l'unité de production d'électricité doit fournir une production de puissance active négative conforme au statisme s .

Le NC RfG offre deux options pour définir P_{ref} pour les parcs non synchrones de générateurs : soit P_{max} , soit la production de puissance active réelle au moment où le seuil LFSM est atteint. Pour obtenir une réponse de puissance active équitable lors d'un événement de fréquence haute ou basse (quel que soit le nombre d'unités de production d'électricité en fonctionnement), la puissance active de référence P_{ref} est donc affectée en fonction du facteur de charge escomptée :

- P_{ref} correspond par défaut à l'actif réel (au moment de l'activation) du PPM ;
- P_{ref} peut également être défini en tant que P_{max} d'un PPM qui devrait fonctionner majoritairement à la capacité maximale, ou presque (par exemple pour les parcs éoliens offshore raccordés au réseau d'Elia).

Pour les SPGM :

Paramètres (SPGM)	Pour augmenter la puissance	Pour réduire la puissance
Temps de réponse à un échelon	≤ 5 minutes pour une augmentation de la puissance active de 20 % P_{max} (à noter que la réponse doit être aussi rapide que techniquement possible, par exemple une réaction lente n'est pas applicable dans le cas d'une	≤ 8 secondes pour une diminution de la puissance active de 45 % P_{max}

	augmentation brève - quelques secondes - après une phase de diminution)	
Temps de stabilisation	≤ 6 minutes pour une augmentation de la puissance active (à noter que la réponse doit être aussi rapide que techniquement possible, par exemple une réaction lente n'est pas applicable dans le cas d'une augmentation brève-quelques secondes - après une phase de diminution)	≤ 30 secondes pour une diminution de la puissance active

Pour les PPM :

Paramètres (PPM)	Pour augmenter la puissance	Pour réduire la puissance
Temps de réponse à un échelon	<p><i>Pour la production éolienne :</i> ≤ 5 secondes pour une augmentation de la puissance active de 20 % Pmax (à noter que la réponse doit être aussi rapide que techniquement possible, par exemple pour des points de fonctionnement au-dessous de 50 % de la Pmax, une réponse peut être plus lente mais doit rester inférieure à 5 secondes)</p> <p><i>Pour le reste :</i> ≤ 10 secondes pour une augmentation de la puissance active de 50 % Pmax</p>	≤ 2 secondes pour une diminution de la puissance active de 50 % Pmax
Temps de stabilisation	≤ 30 secondes pour une augmentation de la puissance active	≤ 20 secondes pour une diminution de la puissance active

Pour les turbines à gaz et les machines à combustion interne dont les spécifications techniques ne permettent pas de suivre les prescriptions requises par défaut décrites ci-dessus, les exigences alternatives suivantes sont d'application :

- Si $P_{max} \leq 2$ MW, au moins 1,11 % de Pmax par seconde (augmentation ou diminution de fréquence)
- Si $P_{max} > 2$ MW, au moins 0,33 % de Pmax par seconde (augmentation ou diminution de fréquence)

3.1.5 Réduction de puissance maximale admissible en cas de baisse de fréquence [Art. 13-4 et 5]

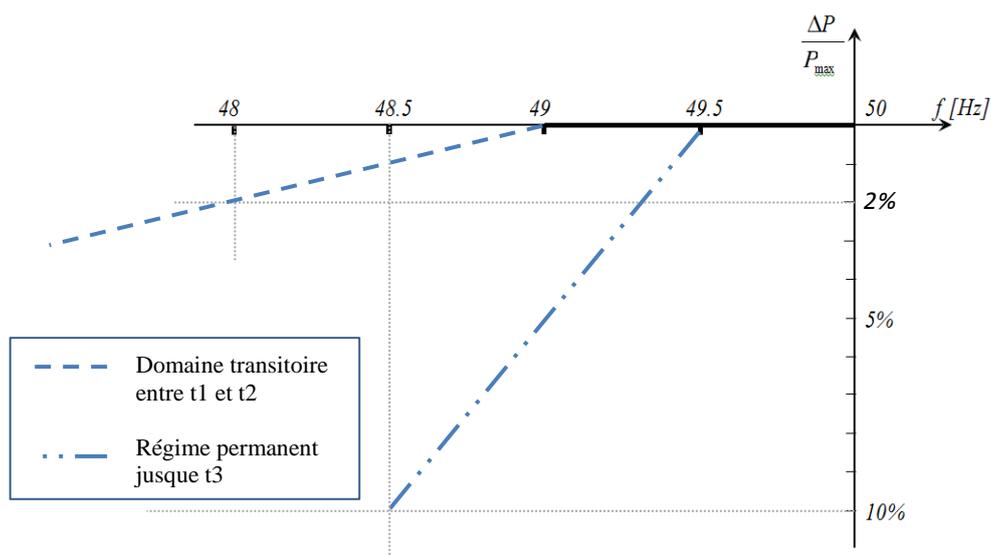


Illustration 5 : Réduction de puissance active maximale admissible par rapport à la production maximale pour les domaines transitoire et en régime permanent.

En sa qualité de TSO, Elia définit la réduction de puissance maximale admissible suivante en cas de baisse de fréquence.

Dans le cas des PPM, aucune réduction de puissance active n'est autorisée au-dessus de 49 Hz ; en dessous de 49 Hz, seule une réduction maximale de puissance active de 2 %/Hz est acceptable (bien que cela ne devrait pas arriver étant donné que les PPM ne présentent pas de limitation technologique spécifique dans cette plage de fréquence).

Dans le cas des SPGM, afin de tenir compte des besoins du réseau et des limitations technologiques, deux profils distincts couvrent les domaines transitoire et en régime permanent. En l'absence de limitation technique pour maintenir la puissance active, toute réduction de puissance active doit être évitée.

Le Tableau 2 présente les exigences pendant la période transitoire où les PGM doivent respecter la limite de 2 % de réduction de puissance active par Hz par rapport à la production maximale pour une durée de maximum 30 secondes, ce qui permettrait à d'autres moyens de réglage de la fréquence d'entrer en action. Pendant la période en régime permanent, les PGM sont autorisées, si nécessaire, à réduire la puissance active par rapport à la production de puissance maximale en respectant la limite de 10 %/Hz.

Tableau 2 : Réduction de puissance active maximale admissible par rapport aux exigences de production maximale.

	Paramètres	Exigence
Domaine en régime transitoire	Seuil de fréquence	49 Hz
	Pente	2 %/Hz
	t 1	≤ 2 secondes
	t 2	30 secondes
Domaine en régime permanent	Seuil de fréquence	49,5 Hz
	Pente	10 %/Hz
	t 3	30 minutes

Les conditions ambiantes applicables par défaut sont définies comme suit :

- Température : 0 °C
- Altitude comprise entre 400 m et 500 m
- Humidité : entre 15 et 20 g H₂O/Kg

La conformité sera établie sur base d'une certification d'homologation. Une approche au cas par cas (en coordination avec le propriétaire de l'installation de production d'électricité) est possible pour les unités de Types C et D raccordées au réseau d'Elia.

3.1.6 Interface logique pour cesser l'injection de puissance active [Art. 13-6]

Conformément aux conditions réglementaires régionales en vigueur, le droit de demander un équipement supplémentaire permettant de commander l'interface logique à distance sera spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en temps voulu.

3.1.7 Connexion automatique [Art. 13-7]

Suite à une importante perturbation du réseau, la connexion incontrôlée d'un volume de production considérable pourrait aggraver la dégradation de la stabilité du réseau. Des critères portant sur la production distribuée sont donc nécessaires pour permettre une connexion automatique sécurisée, et ce, uniquement en mode de fonctionnement normal (fréquence et tension standard).

Elia, en sa qualité de GRT, accepte la connexion automatique pour toutes les unités de type A, pour autant que les conditions suivantes soient remplies :

1. Fréquence comprise entre 49,9 Hz et 50,1 Hz ; et
2. Tension comprise entre 0,85 Un³ et 1,10 Un ; et
3. Respect des conditions ci-dessus pendant une durée de minimum 60 secondes.

En cas de reconnexion suite à une perturbation sur le réseau, la vitesse d'augmentation maximale admissible de la puissance active est de 10 % de Pmax/minutes.

Pour les Type B et Type C raccordés au réseau d'Elia, les exigences de l'article 13.7 du NC RfG restent applicables. La connexion automatique est soumise à une autorisation individuelle à fixer dans les contrats de raccordement individuels.

³ Pour les PGM de Type A, des tensions basses peuvent être observées pendant une durée prolongée ; par conséquent, une tension plus basse (par rapport à une reconnexion pour le Type B) est donc envisagée pour permettre la connexion pendant l'exploitation normale du réseau.

4 Exigences applicables aux unités de Type B

Outre les exigences applicables aux unités de type A et compte tenu des conditions stipulées à l'article 14.1, il est exigé ce qui suit.

4.1 Stabilité de fréquence et gestion de la puissance active

4.1.1 Réduction à distance de la puissance active [Art. 14 -2]

Conformément aux conditions réglementaires régionales en vigueur, le droit de demander un équipement supplémentaire pour commander la puissance active à distance sera spécifié en temps voulu par Elia en sa qualité de gestionnaire de réseau compétent.

4.1.2 Reconnexion automatique [Art. 14-4]

Comme stipulé à l'article 14-4(a), les conditions auxquelles les PGM sont capables de se reconnecter sont définies comme suit par Elia en sa qualité de GRT :

1. Fréquence comprise entre 49,9 Hz et 50,1 Hz ; et
2. Tension comprise entre $0,90 U_n$ et $1,10 U_n$; et
3. Respect des conditions ci-dessus pendant une durée minimale de 60 secondes.
4. En cas de reconnexion après une déconnexion causée par une perturbation sur le réseau, une rampe maximale de 10 % P_{max} par minute est autorisée.

Pour les unités PGM de types B, C et D raccordées au réseau d'Elia, l'installation et l'exploitation de la reconnexion automatique sont interdites et soumises à autorisation accordée au cas par cas dans leurs contrats de raccordement individuels.

4.2 Instrumentation [Art. 14-5]

4.2.1 Données structurelles : systèmes et paramètres de protection électrique et de contrôle-commande [Art. 14-5 (a + b)]

Cette exigence est spécifique au site : elle doit faire l'objet d'un accord au cas par cas lors du processus de raccordement avec Elia et est fixée dans le contrat de raccordement individuel.

4.2.2 Échange d'informations [Art. 14-5 (d)]

Exigences liées aux mesures en temps réel :

PGM de type B raccordée au réseau d'Elia.

- position des disjoncteurs au point de raccordement (ou à un autre point d'interaction convenu avec Elia) ;
- puissance active et réactive au point de raccordement (ou à un autre point d'interaction convenu avec Elia) ; et
- puissance active et réactive nette d'une installation de production d'électricité dans le cas d'une installation de production d'électricité ayant une consommation autre que la consommation auxiliaire.

En cas d'impossibilité technique de communiquer ces informations, la puissance active et réactive brute de l'installation de production d'électricité peut être acceptée. Néanmoins, ceci doit être convenu au cas par cas avec Elia pendant le processus de raccordement) et fixé dans le contrat de raccordement individuel.

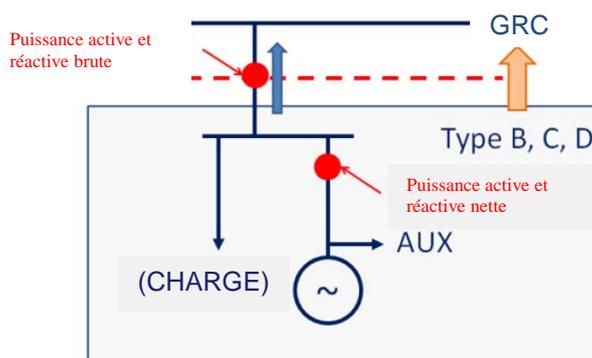


Illustration 6 : Clarification du concept de mesure nette et brute.

La mesure en temps réel se définit comme une mesure (représentation de l'état actuel d'une installation) actualisée à une fréquence supérieure (fréquence d'actualisation plus rapide) à une minute.

Pour les données relatives aux processus de réglage fréquence/puissance automatique et à la production flexible, cette fréquence ne doit pas dépasser 10 s.

À d'autres fins, elle doit être aussi rapide que possible et, dans tous les cas, ne doit pas excéder une minute.

Veillez noter que d'autres mesures en temps réel peuvent être requises par le gestionnaire de réseau compétent en fonction de l'emplacement de la PGM, du type d'énergie primaire et de la disponibilité des mesures.

Pendant la procédure de raccordement de l'unité, la liste exacte des signaux à échanger, les protocoles de communication et les exigences en termes d'infrastructure sont communiqués par le gestionnaire de réseau compétent⁴.

4.3 Exigences applicables aux SPGM de type B

4.3.1 Capacités en puissance réactive - SPGM [Art. 17-2 (a)]

Les capacités réactives requises doivent être respectées du côté HT du transformateur élévateur du SPGM, si existant ; dans le cas contraire, elles doivent être respectées aux bornes de l'alternateur.

Ces exigences s'appliquent aux SPGM raccordées au réseau d'Elia.

⁴ Les normes de communication pouvant évoluer dans le temps, Elia publiera au fur et à mesure les spécifications des protocoles de communication sur son site web.

Pour les SPGM de type B, l'exigence de capacité de fourniture de puissance réactive est déterminée par le profil Q/P représenté dans l'illustration 7, où les limitations sont basées sur le courant nominal à production de puissance active élevée et pour une puissance réactive (Q) limitée à - 33 % et + 33 % de P_D , où P_D représente la puissance active maximale pouvant être produite en cas de demande de production de puissance réactive maximale (donc égale à $0,95 \cdot S_{nom}$).

En ce qui concerne les tensions différentes de 1 pu⁵, le profil U/U_c -Q/ P_D requis est représenté dans l'illustration 8.

Il convient de noter que la capacité disponible effective de la SPGM au point de raccordement (qui peut être différente de celle aux bornes de la SPGM) doit être communiquée, démontrée et mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent pendant la procédure de raccordement.

Le propriétaire de la SPGM ne peut pas refuser de manière déraisonnable de consentir à l'utilisation de capacités réactives plus importantes, compte tenu de leur faisabilité économique et technique. Il est dès lors attendu de l'unité qu'elle ne limite pas ses capacités pour se conformer aux exigences minimales, mais qu'elle utilise toute sa capacité pour soutenir la stabilité du réseau, comme stipulé dans son accord.

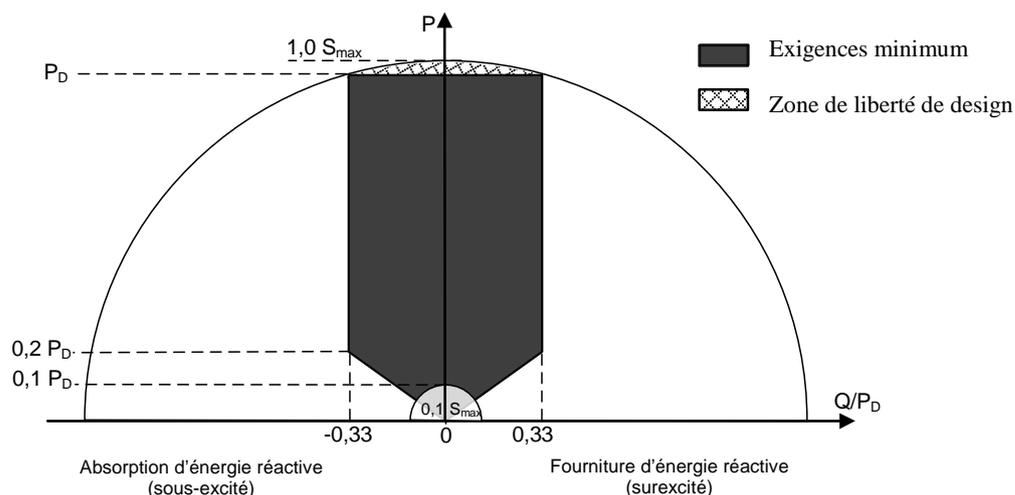


Illustration 7 : Courbe de capacité pour les SPGM de type B.

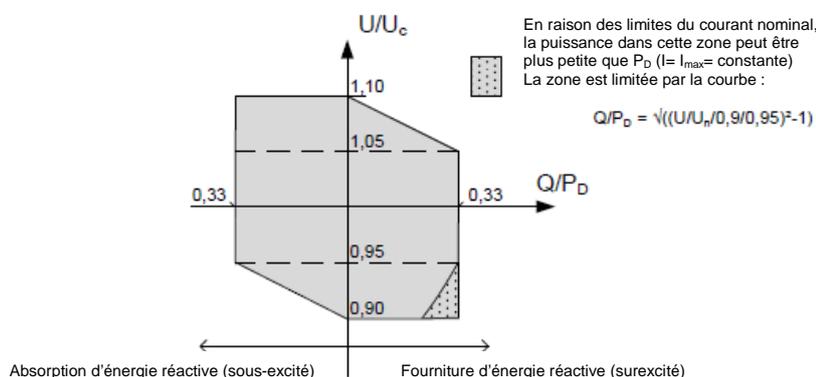


Illustration 8 : Profil U/U_c -Q/ P_D pour les SPGM de type B afin de visualiser les exigences en termes de puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.

4.3.2 Réglage de la tension des SPGM de type B [Art. 17-2 (b)]

En ce qui concerne le système de réglage de la tension, une unité de production d'électricité synchrone (SPGM) de type B doit être équipée d'un système de contrôle automatique permanent de l'excitation qui peut délivrer une tension constante aux bornes de l'alternateur à un point de consigne qui peut être sélectionné à distance, sans instabilité, sur toute la plage de fonctionnement de l'unité de production

⁵ Les tensions nominales sont définies dans le §2.1.1.

d'électricité synchrone. Cela signifie que cette SPGM doit être capable de contrôler la tension à l'aide de 2 modes de réglage :

- Qfix : maintient une puissance réactive constante dans les capacités P/Q de l'illustration 7.
- Q(U) : maintient une tension constante au niveau de l'alternateur dans les capacités P/Q de l'illustration 7.
- Pour tous ces modes de réglage, le point de consigne doit pouvoir être sélectionné à distance.

4.3.3 Tenue aux creux de tension des SPGM en cas de défauts symétriques et dissymétriques [Art. 14-3]

Cette exigence est définie par Elia en sa qualité de GRT et doit être respectée au point de raccordement.

La SPGM doit être capable de soutenir le réseau en cas de tensions transitoires rapides et de courts-circuits sur le réseau pour lesquels le profil de tension par rapport au temps est appelé tenue aux creux de tension (Fault-Ride-Through ou FRT). La SPGM doit satisfaire aux exigences représentées dans l'illustration ci-dessous, où la SPGM doit rester raccordée au réseau tant que la tension de la phase présentant la tension la plus basse est supérieure au profil.

Il est toutefois recommandé de rester raccordé aussi longtemps que la capacité technique de la PGM le permet. Le même profil s'applique aux défauts dissymétriques.

Les paramètres de tenue aux creux de tension proposés sont présentés dans l'illustration ci-dessous.

Une tension $U=1$ pu⁶ représente la tension nominale (entre phases) au point de raccordement.

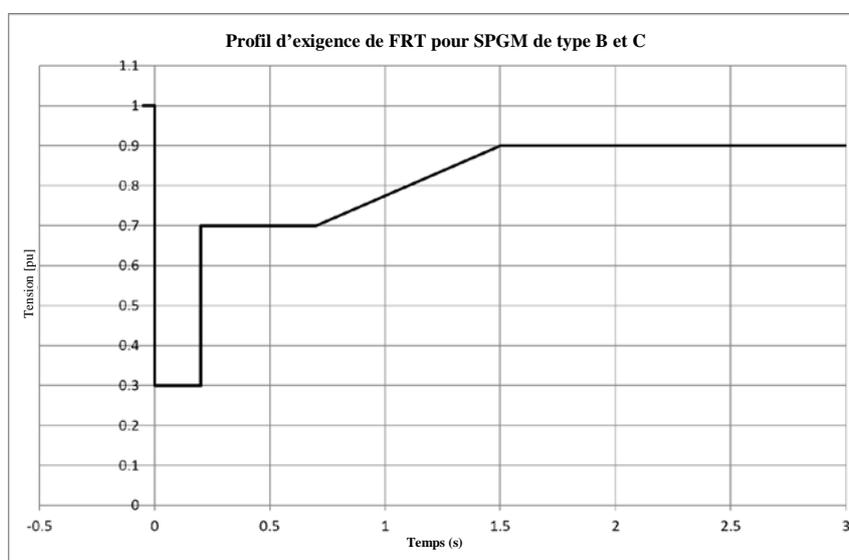


Illustration 9 : Exigence de FRT pour les SPGM de types B et C.

Tableau 3 : Paramètres applicables aux exigences de FRT pour les SPGM de types B et C.

Paramètres de tension [pu]	Paramètres de temps [secondes]
$U_{ret} = 0,3$	$t_{clear} = 0,2$
$U_{clear} = 0,7$	$t_{rec1} = t_{clear}$
$U_{rec1} = 0,7$	$t_{rec2} = 0,7$
$U_{rec2} = 0,9$	$t_{rec3} = 1,5$

⁶ Les tensions nominales sont définies dans le §2.1.1.

Les paramètres pris en compte pour les calculs de la capacité de tenue aux creux de tension (p. ex. puissance de court-circuit avant et après défaut, point de fonctionnement avant défaut de la SPGM, etc.) sont communiqués par le GRT à la demande du propriétaire de l'installation de production d'électricité lors du processus de raccordement.

4.3.4 Rétablissement de la puissance active après défaut - SPGM [Art. 17-3]

Une SPGM de type B doit être capable de rétablir la puissance active après défaut lorsque l'unité reste raccordée au réseau.

Pour les SPGMs, les valeurs d'amplitude et de délai de rétablissement de la puissance active constitueront une exigence propre au site : elles doivent être convenues au cas par cas lors du processus de raccordement avec le GRT et fixées dans le contrat de raccordement individuel.

4.4 Exigences applicables aux PPM de type B

4.4.1 Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques - PPM [Art. 14-3]

Cette exigence, définie par Elia en sa qualité de GRT doit être respectée au point de raccordement.

L'unité PPM doit être capable de soutenir le réseau lors des tensions transitoires rapides et des courts-circuits sur le réseau pour lesquels le profil de tension par rapport au temps est appelé tenue aux creux de tension (Fault-Ride-Through ou FRT). Le PPM doit satisfaire aux exigences représentées dans l'illustration 10 (évolution de la tension minimale au point de raccordement), où le PPM doit rester raccordé au réseau tant que la tension de la phase présentant la tension la plus basse est supérieure au profil de l'illustration 10. Il est toutefois recommandé de rester raccordé aussi longtemps que la capacité technique du PPM le permet. Le même profil s'applique aux défauts dissymétriques.

Les paramètres de tenue aux creux de tension proposés sont présentés dans le Tableau 4.

Une tension $U=1$ pu⁷ représente la tension nominale (entre phases) au point de raccordement.

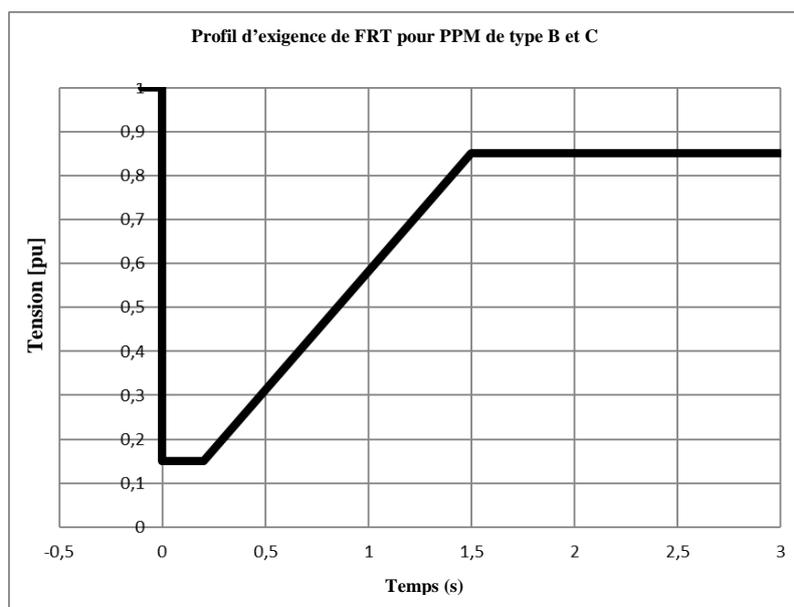


Illustration 10 : Exigence de FRT pour les PPM de types B et C.

⁷ Les tensions nominales sont définies dans le §2.1.1.

Tableau 4 : Paramètres applicables aux exigences de FRT pour les PPM de types B et C.

Paramètres de tension [pu]	Paramètres de temps [secondes]
$U_{ret}=U_{clear}=U_{ret1}= 0,15$	$T_{clear}=t_{rec1}=t_{rec2}= 0,2$
$U_{rec2} = 0,85$	$t_{rec3} = 1,5$

4.4.2 Capacités réactives - PPM [Art. 20-2 (a)]

Les capacités réactives requises doivent être respectées du côté HT du transformateur élévateur, si existant ; dans le cas contraire, elles doivent être respectées aux bornes de l'onduleur.

Pour les PPM de type B, l'exigence de capacité de fourniture de puissance réactive est déterminée par le profil Q-P représenté dans l'illustration 11, où les limitations sont basées sur le courant nominal à production de puissance active élevée et par un facteur de puissance ($\cos(\phi)$) défini par les 2 points à $Q = -33\%$ et $+33\%$ de P_D , où P_D représente la puissance active maximale pouvant être produite en cas de demande de production de puissance réactive maximale (donc égale à $0,95 \cdot S_{nom}$).

En ce qui concerne les tensions différentes de 1 pu, le profil $U/U_c - Q/P_D$ requis est représenté dans l'illustration 12.

Il convient de noter que la capacité effective du PPM disponible au *point de raccordement* (qui peut être différente de celle aux bornes du PPM) doit être communiquée, démontrée et mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent pendant la procédure de raccordement.

Si l'unité PPM a des capacités réactives plus importants que l'exigence minimale présentée sur l'illustration 11, le propriétaire du PPM ne peut pas refuser de manière déraisonnable de les mettre à disposition du GRC, compte tenu de leur faisabilité économique et technique. Il est dès lors attendu de l'unité qu'elle ne limite pas ses capacités pour se conformer aux exigences minimales, mais qu'elle utilise toute sa capacité pour soutenir la stabilité du réseau, comme stipulé dans son accord.

En pareil cas, les réglages des paramètres du contrôleur doivent être convenus avec le gestionnaire de réseau compétent.

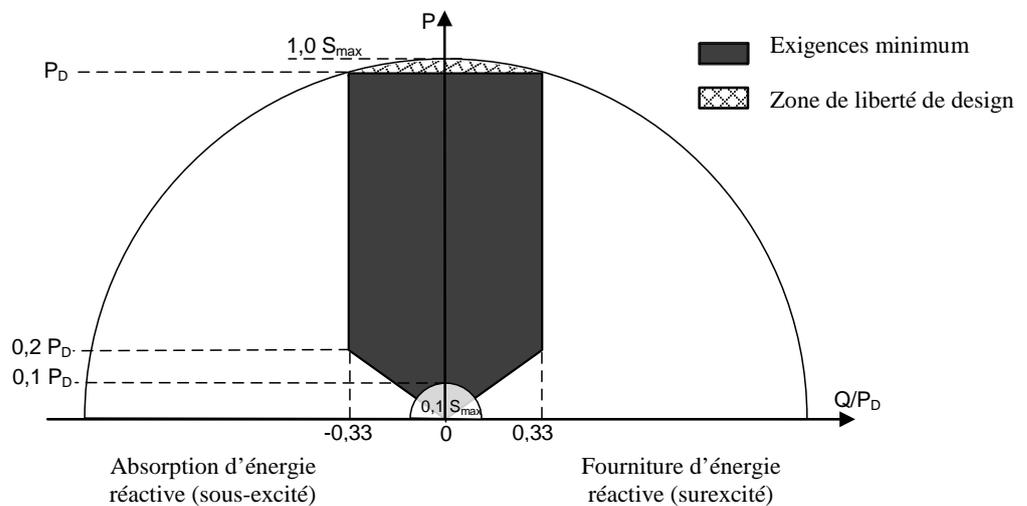


Illustration 11 : Courbe de capacité pour les PPM de type B

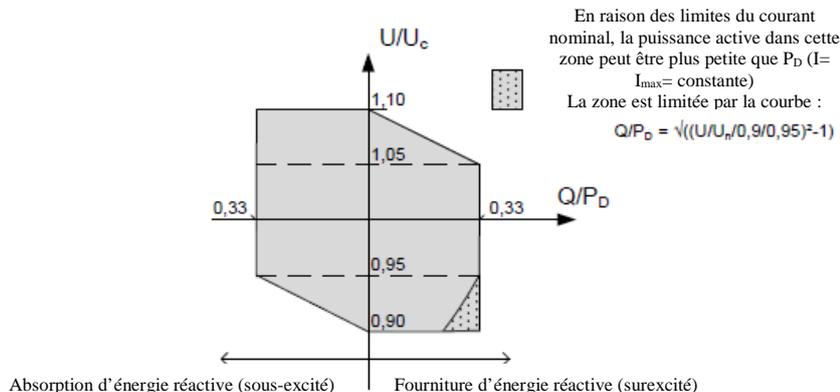


Illustration 12 : Profil U/U_c - Q/P_D pour les PPM de type B afin de visualiser les exigences en termes de puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.

4.4.3 Courant de défaut et soutien de la tension dynamique [Art. 20-2 (b et c)]

L'unité PPM doit pouvoir injecter/absorber du courant réactif supplémentaire par rapport à l'état avant défaut en cas de tensions basses et élevées, à hauteur de sa capacité maximale.

Le courant réactif supplémentaire injecté/absorbé doit être fonction de la tension de séquence positive au point de raccordement en fonction de la capacité disponible du PPM.

L'injection de courant rapide qui en résulte au point de raccordement doit être simulée et communiquée au GRT, et ce, en couvrant les composantes du courant actif et réactif.

L'injection caractéristique de courant réactif supplémentaire exigée est représentée dans l'illustration 13. Pour les tensions dans la bande morte $[\Delta V_-^{act}, \Delta V_+^{act}]$, l'unité PPM doit suivre le mode de réglage normal de la tension.

L'injection ou l'absorption de courant réactif supplémentaire doit être fournie par le PPM avec un retard minimal à compter de la détection de la surtension/sous-tension, t_{Iq}^{act} . La fonctionnalité doit rester active pendant une durée minimale de t_{Iq}^{on} et peut être désactivée lorsque la tension est rétablie et se maintient dans $[\Delta V_-^{act}, \Delta V_+^{act}]$ pendant une durée supérieure à t_{Iq}^{off} .

Les paramètres de cette fonctionnalité se trouvant dans la plage de fonctionnement normale de l'installation de même que les retards d'activation, la bande morte et la durée de l'activation doivent être convenus au cas par cas lors du processus de raccordement et fixés dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent (il peut s'agir du GRD ou d'Elia) en coordination avec le GRT compétent. Le paramétrage de cette fonctionnalité est dès lors propre au site.

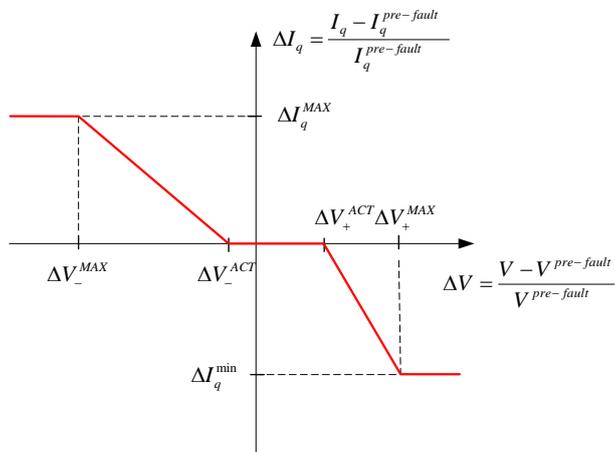


Illustration 13 : Injection de courant réactif supplémentaire.

Afin de détecter les défauts dissymétriques de manière fiable, l'unité PPM doit contribuer au défaut par un courant positif, négatif et homopolaire. La contribution en courant de court-circuit doit être convenue au cas par cas lors du processus de raccordement et fixée dans le contrat de raccordement individuel avec

le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent. Le paramétrage de cette fonctionnalité est dès lors propre au site.

4.4.4 Rétablissement de la puissance active après défaut [Art. 20-3]

Pour les PPM, les paramètres de cette fonctionnalité et de son activation doivent être convenus au cas par cas avec le GRT compétent lors du processus de raccordement et fixés dans le contrat de raccordement individuel. Ces paramètres sont dès lors propres au site.

5 Exigences applicables aux unités de Type C

Outre les spécifications applicables au type B et compte tenu des conditions stipulées à l'article 15.1, il est exigé ce qui suit.

5.1 Stabilité de fréquence et gestion de puissance active

5.1.1 Capacité de réglage et plage de réglage de la puissance active [Art. 15-2 (ab)]

Le GRT compétent fixe le délai pour atteindre le point de consigne de puissance active équilibré. Le GRT compétent spécifie une tolérance (liée à la disponibilité de l'énergie primaire) applicable au nouveau point de consigne et au délai pour l'atteindre, tel que représenté dans l'illustration ci-dessous. Le délai minimum pour atteindre le point de consigne de puissance active doit être défini dans le contrat de raccordement en fonction des capacités de rampe technique. Par conséquent, celui-ci est convenu au cas par cas et en fonction de la technologie au cours du processus de raccordement et fixé dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent. Ces paramètres constituent dès lors une exigence propre au site.

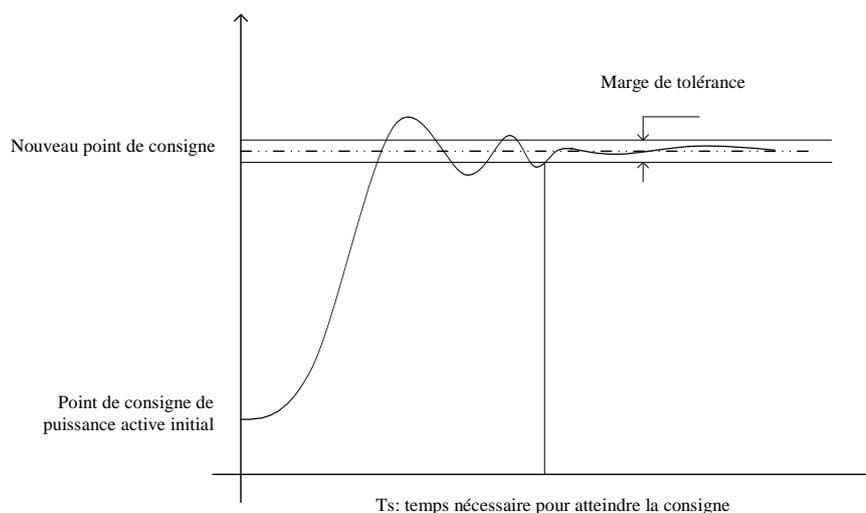


Illustration 14 : Tolérance et durée pour l'application du nouveau point de consigne de la puissance active.

En ce qui concerne les mesures locales où le dispositif automatique à distance est hors service, le délai minimum pour atteindre le point de consigne est égal à 15 minutes pour une tolérance de 10 % du point de consigne de puissance active.

5.1.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) [Art. 15-2 (c)]

À l'instar des exigences applicables au LFSM-O, afin de prendre en considération les phénomènes transitoires du réseau et la nécessité d'une réaction de réponse en fréquence adéquate, cette prescription définie par Elia en sa qualité de GRT porte également sur la performance de la réponse tout en tenant compte des différentes technologies des PGM. La fourniture de fréquence de puissance active est soumise aux aspects couverts dans le paragraphe 15 (2) (c) ii.

Les exigences ci-dessous sont communes à toutes les PGM :

- La valeur du statisme correspond à 5 % et est sélectionnable dans la plage de 2 % à 12 % ;
- Seuil d'activation de la fréquence de 49,8 Hz ;
- Temps mort : aussi rapide que techniquement possible, aucun retard intentionnel n'est prévu.

Le statisme est défini selon la formule suivante :

$$s[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{fn} \cdot \frac{Pref}{|\Delta P|}$$

Où ΔP est la variation de puissance active de l'unité de production d'électricité, f_n est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et Δf est l'écart de fréquence sur le réseau. En cas de sous-fréquences avec Δf inférieur à Δf_1 , l'unité de production d'électricité doit fournir une production de puissance active positive conforme au statisme s .

Le NC RfG offre deux options pour définir P_{ref} pour les parcs non synchrones de générateurs : soit P_{max} , soit la production de puissance active réelle au moment où le seuil LFSM est atteint. Pour obtenir une réponse de puissance active équitable à un événement de fréquence haute ou basse (quel que soit le nombre d'unités de production d'électricité en fonctionnement), la puissance active de référence P_{ref} est donc affectée :

- P_{ref} correspond par défaut à l'actif réel (au moment de l'activation) du PPM ;
- P_{ref} peut également être défini en tant que P_{max} du PPM qui devrait fonctionner majoritairement à la capacité maximale, ou presque (par exemple pour les parcs éoliens offshore raccordés au réseau d'Elia).

Pour les SPGM :

Paramètres (SPGM)	Pour augmenter la puissance	Pour réduire la puissance
Temps de réponse à un échelon	≤ 5 minutes pour une augmentation de la puissance active de 20 % P_{max} (à noter que la réponse doit être aussi rapide que techniquement possible, par exemple une réaction lente n'est pas applicable dans le cas d'une augmentation brève - quelques secondes - après une phase de diminution)	≤ 8 secondes pour une diminution de la puissance active de 45 % P_{max}
Temps de stabilisation	≤ 6 minutes pour une augmentation de la puissance active (à noter que la réponse doit être aussi rapide que techniquement possible, par exemple une réaction lente n'est pas applicable dans le cas d'une augmentation brève - quelques secondes - après une phase de diminution)	≤ 30 secondes pour une diminution de la puissance active

Pour les PPM :

Paramètres (PPM)	Pour augmenter la puissance	Pour réduire la puissance
Temps de réponse à un échelon	<p><i>Pour la production éolienne :</i></p> <p>≤ 5 secondes pour une augmentation de la puissance active de 20 % P_{max} (à noter que la réponse doit être aussi rapide que techniquement possible, par exemple pour des points de fonctionnement au-dessous de 50 % de la P_{max}, une réponse peut être plus lente mais doit rester inférieure à 5 secondes)</p> <p><i>Pour le reste :</i></p> <p>≤ 10 secondes pour une augmentation de la puissance active de 50 % P_{max}</p>	≤ 2 secondes pour une diminution de la puissance active de 50 % P_{max}
Temps de stabilisation	≤ 30 secondes pour une augmentation de la puissance active	≤ 20 secondes pour une diminution de la puissance active

Pour les turbines à gaz et les machines à combustion interne dont les spécifications techniques ne permettent pas de suivre les prescriptions requises par défaut décrites ci-dessus, les exigences alternatives suivantes sont d'application :

- Si $P_{max} \leq 2$ MW, au moins 1,11 % de P_{max} par seconde (augmentation ou diminution de fréquence)
- Si $P_{max} > 2$ MW, au moins 0,33 % de P_{max} par seconde (augmentation ou diminution de fréquence)

5.1.3 Mode de sensibilité à la fréquence [Art. 15-2 (d)]

Les paramètres de réglage du mode de sensibilité à la fréquence définis par Elia en sa qualité de GRT, sont résumés ci-dessous :

Paramètres	Valeurs et plages	
Plage de puissance active $ \Delta P /P_{max}$	Une plage comprise entre 2 % et 10 %	
Insensibilité de la réponse de fréquence	$ \Delta f $	Maximum 10 mHz
	$ \Delta f /f_n$	Maximum 0,02 %
Bande morte de la réponse de fréquence	0 mHz et réglable entre 0 et 500 mHz (une insensibilité à la réponse combinée, un retard possible et une bande morte de réponse doivent être limités à 10 mHz)	
Statisme s_1	Réglable entre 2 % et 12 % pour garantir une activation complète $ \Delta P /P_{max}$ pour l'activation de la fréquence maximale (200 mHz)	
Pref	Définie comme P_{max} pour les SPGM Définie comme la production effective de puissance active au moment où le seuil FSM est atteint ou la P_{max} , conformément aux conditions fixées pour LFSM-O et LFSM-U.	

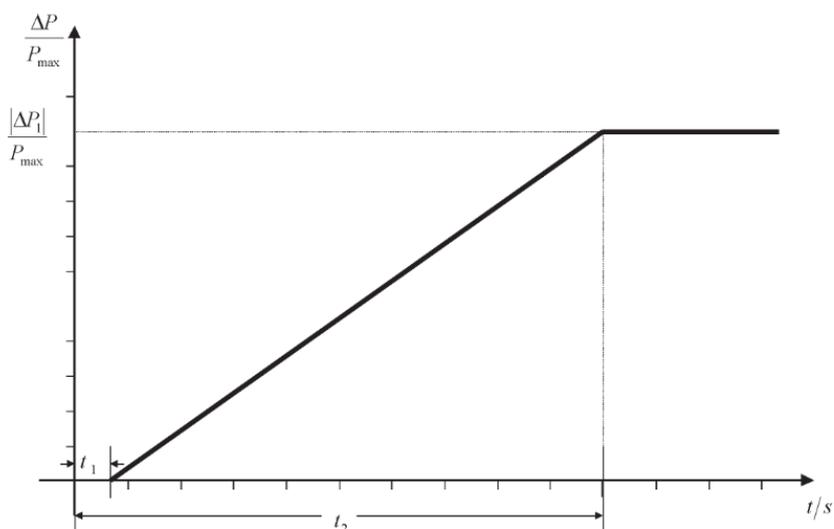


Illustration 15 : Capacité de réponse en puissance active

Conformément au paragraphe 15.2 (d) iii, les exigences relatives aux caractéristiques de temps de réponse telles que décrites dans l'illustration 4 sont définies comme suit :

- t_1 : maximum 2 secondes pour les PGM avec inertie inhérente et maximum 500 millisecondes pour les PGM sans inertie inhérente
- t_2 : maximum 30 secondes (15 secondes pour atteindre 50 % de l'activation complète de la puissance active)
- durée d'activation complète : minimum 15 minutes

5.1.4 Contrôle de la restauration de la fréquence [Art. 15-2 (e)]

Les spécifications alignées sur celles des GRT de la zone synchrone, conformément aux directives énoncées dans les System Operation Guidelines (articles 154, 158, 161, 165) [10] et aux exigences d'Elia, en sa qualité de GRT, actuellement applicables, doivent être convenues au cas par cas lors du processus de raccordement avec le gestionnaire de réseau compétent et fixées dans le contrat de raccordement individuel.

5.1.5 Suivi en temps réel des FSM [Art. 15-2 (g)]

Défini conformément aux directives énoncées dans les System Operation Guidelines (article 47) [10] et aux exigences d'Elia, en sa qualité de GRT, actuellement applicables, doit être convenu au cas par cas lors du processus de raccordement avec le gestionnaire de réseau compétent et fixé dans le contrat de raccordement individuel.

5.1.6 Déconnexion automatique pour les tensions hors plage [Art. 15-3]

La déconnexion automatique due à un niveau de tension hors plage n'est pas exigée de manière générique. Cette exigence est considérée comme spécifique au site. L'activation, les valeurs et les réglages de cette fonctionnalité doivent être convenus au cas par cas lors du processus de raccordement par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent et fixés dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau concerné. L'utilisateur du réseau devra valider les réglages des relais de déconnexion avec le GRT compétent. La reconnexion automatique au réseau après une déconnexion n'est pas autorisée et doit être coordonnée avec le GRT compétent.

5.1.7 Taux de variation de la production de puissance active [Art. 15-6 (e)]

Les limites de rampe de puissance active minimales et maximales (à la hausse et à la baisse) doivent être convenues au cas par cas lors du processus de raccordement par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent et fixés dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent.

Les limites de rampe doivent être définies en fonction du site en tenant compte de la technologie d'énergie primaire, conformément aux directives énoncées dans les System Operation Guidelines [10]. Ces limites doivent être définies par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT.

5.2 Reconstitution du réseau [Art. 15-5]

Contrairement au Règlement technique fédéral actuel et aux règlements techniques régionaux (TRPV, RTTR et RTTL) [4, 7-8-9], le NC RfG exige un comportement plus strict en matière de reconstitution du réseau.

5.2.1 Capacité à participer à un réseau séparé [Art. 15-5 (b)]

Les PGM de type C ne sont pas tenues de participer à un réseau séparé. Néanmoins, elles doivent être en mesure de basculer vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires et de se resynchroniser rapidement, comme spécifié à l'article 15-5 (c).

5.2.2 Capacité de resynchronisation rapide [Art. 15-5 (c)]

En ce qui concerne plus particulièrement la capacité de resynchronisation rapide :

- i. Si l'unité de production d'électricité se déconnecte du réseau, elle doit être capable de se resynchroniser rapidement conformément à la stratégie de protection convenue entre le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, et le propriétaire de l'installation de production d'électricité.
La stratégie de resynchronisation rapide doit être convenue au cas par cas avec le GRT compétent.
- ii. Une unité de production d'électricité dont le temps minimal de resynchronisation est supérieur à 15 minutes après sa déconnexion de toute alimentation électrique extérieure doit être conçue

-
- de manière à basculer vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires à partir de tout point de fonctionnement de son diagramme de capacité P-Q. En pareil cas, l'identification du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires ne doit pas uniquement reposer sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau. La stratégie d'identification du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires doit être convenue au cas par cas avec le GRT compétent.
- iii. Les unités de production d'électricité doivent être capables de continuer à fonctionner à la suite du basculement vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires, indépendamment de tout raccordement auxiliaire au réseau externe. La durée minimale de fonctionnement sera spécifiée par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, compte tenu des spécificités de la technologie d'énergie primaire.
Pour les PGM raccordées au réseau d'Elia, la durée minimale de fonctionnement doit être définie pendant le processus de raccordement.

5.3 Instrumentation, simulation et protection

5.3.1 Perte de stabilité angulaire ou perte de régulateurs [Art. 15-6 (a)]

Lors du processus de raccordement, le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT, conviennent des critères de détection de perte de stabilité angulaire ou de perte de régulateurs et de déconnexion consécutive de l'unité. Ces paramètres seront pris en compte dans les annexes de l'accord de raccordement individuel.

5.3.2 Instrumentation [Art. 15-6 (b)]

La qualité des paramètres de fourniture, les déclencheurs d'activation des enregistreurs de défauts et des oscillations de puissance et les taux d'échantillonnage relatifs ainsi que la modalité d'accès aux données enregistrées doivent être définis en accord avec le GRT et/ou le gestionnaire de réseau compétent (conformément à l'art.15-6) pendant le processus de raccordement. Ces paramètres seront pris en compte dans les annexes de l'accord de raccordement individuel.

5.3.3 Modèles de simulation [Art. 15-6 (c)]

Elia exige des modèles de simulation permettant de refléter le comportement de l'unité de production d'électricité dans des simulations en régime permanent et électromécaniques dynamiques (basées sur un phaseur) pour toutes les unités. Un modèle de représentation des phénomènes électromagnétiques transitoires peut être requis sur une base spécifique au site pour chaque unité concernée. Le format du modèle, ainsi que la fourniture de documentation et la puissance de court-circuit doivent être coordonnés par le gestionnaire de réseau compétent et le GRT pendant le processus de raccordement. Ces paramètres seront pris en compte dans les annexes de l'accord de raccordement individuel.

5.3.4 Dispositifs pour le fonctionnement et la sécurité du réseau [Art. 15-6 (d)]

L'installation de dispositifs supplémentaires pour le fonctionnement et la sécurité du réseau doit être convenue entre le GRC ou le GRT et le propriétaire de l'installation de production d'électricité (PGFO), en fonction du site.

5.3.5 Mise à la terre du point neutre du côté réseau du transformateur élévateur [Art. 15-6 (f)]

Le gestionnaire de réseau compétent spécifie les dispositifs de mise à la terre du point neutre du côté réseau des transformateurs élévateurs au cours du processus de raccordement. Ces paramètres seront pris en compte dans les annexes de l'accord de raccordement individuel.

5.4 Mode de réglage de la tension (pour SPGM et PPM) [Art. 19-2 (a) et Art. 21-3 (d)]

Cette exigence doit être respectée au point de raccordement.

Par défaut, le mode de réglage est un mode de statisme/pente de la tension. Néanmoins, en fonction du site (pendant le processus d'étude de conformité avec le gestionnaire de réseau compétent et le processus de raccordement), un mode de réglage différent peut être demandé/convenu.

Ces spécifications sont fournies conformément aux conditions actuelles des règlements techniques fédéral (RTF) et régionaux (TRPV, RTTR et RTTL) [4, 7-8-9]. Les unités de production d'électricité de types C et D sont considérées comme des unités de régulation. Elles doivent pouvoir adapter leur puissance réactive injectée au point de raccordement :

- Automatiquement en cas de variations lentes ou rapides de la tension du réseau. Cette opération doit être exécutée conformément au statisme réactif (Art. 73 du RTF) ;
- En modifiant le point de consigne du régulateur à la demande du gestionnaire de réseau de transport d'électricité. Cette demande est quantifiée en MVar mesurés au point de raccordement. La modification du point de consigne doit être déclenchée immédiatement après la réception de la demande ;
- L'échange de puissance réactive avec le réseau du GRT pour régler la tension en couvrant au moins la plage de tension de 0,90 à 1,10 pu doit s'effectuer par échelon n'excédant pas 0,01 pu ;
- La production de puissance réactive est nulle lorsque la valeur de la tension du réseau au point de raccordement est égale à la tension de consigne.

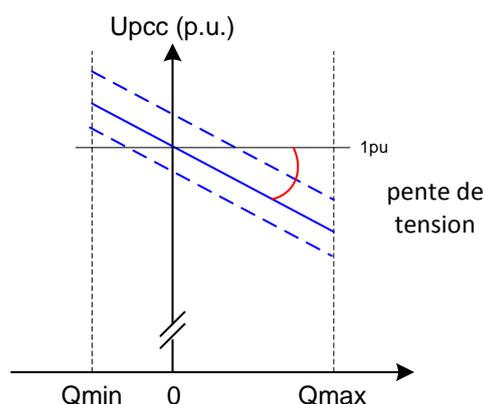


Illustration 16 : Principe du réglage de la tension et de la puissance réactive

Le réglage automatique de la tension doit satisfaire à une exigence de statisme réactif (Illustration 16). À la demande du gestionnaire de réseau de transport, le point de consigne du régulateur peut être modifié en temps réel, et le point de fonctionnement doit être décalé sur une ligne parallèle (en pointillés) avec la même pente (voir Illustration 16). Le gain de la boucle de commande sera convenu entre le gestionnaire de réseau de transport et le gestionnaire de la PGM (avant la première mise sous tension) de sorte que α_{eq} se situe entre 18 et 25, comme indiqué ci-après :

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left(\frac{\Delta Q_{net}}{0,45 \times P_{nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta U_{net}}{U_{norm,exp}} \right)}$$

Où

- U_{net} correspond à la tension mesurée au point de raccordement
- $U_{norm,exp}$ correspond à la tension d'exploitation normale au point de raccordement
- Q_{net} correspond à la puissance réactive injectée mesurée au point de raccordement

Les valeurs α_{eq} peuvent être converties et correspondent donc totalement à la valeur de la pente avec une valeur comprise entre 2 et 7 % au moins, tel que mentionné dans l'article 21.3d(ii) du RfG.

5.5 Exigences applicables aux SPGM de type C

5.5.1 Capacité en puissance réactive des SPGM [Art. 18-2]

Cette exigence doit être respectée au point de raccordement.

Toutes les SPGM de type C (et de type D) doivent se conformer aux capacités en puissance réactive requises du diagramme U-Q/P_{max} représenté dans l'illustration 17. Pour chaque demande de raccordement, il doit être prouvé que la SPGM est capable de fonctionner dans la plage représentée dans l'illustration ci-dessous. La valeur de tension maximale de 1,10 pu doit être considérée comme 1,05 pu en cas de raccordement à un niveau de tension supérieur à 300 kV.

Il convient de noter que la capacité disponible de la SPGM (qui pourrait être supérieure aux exigences minimales) doit être communiquée, démontrée et mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent.

Le propriétaire de la SPGM ne peut pas refuser de manière déraisonnable de consentir à l'utilisation de capacités réactives plus importantes, compte tenu de leur faisabilité économique et technique. Il est dès lors attendu de l'unité qu'elle ne limite pas ses capacités pour se conformer aux exigences minimales, mais qu'elle utilise toute sa capacité pour soutenir la stabilité du réseau, comme stipulé dans son accord. La SPGM doit être en mesure de fournir la capacité réactive indiquée sur l'illustration ci-dessus pour toute la plage de fonctionnement de la puissance active, conformément à l'article 18.2 (c).

La vitesse de réaction au sein de la courbe de capacité est propre au site. Elle sera déterminée au cours du processus de conformité du raccordement (p. ex. EDS) et spécifiée dans l'accord contractuel.

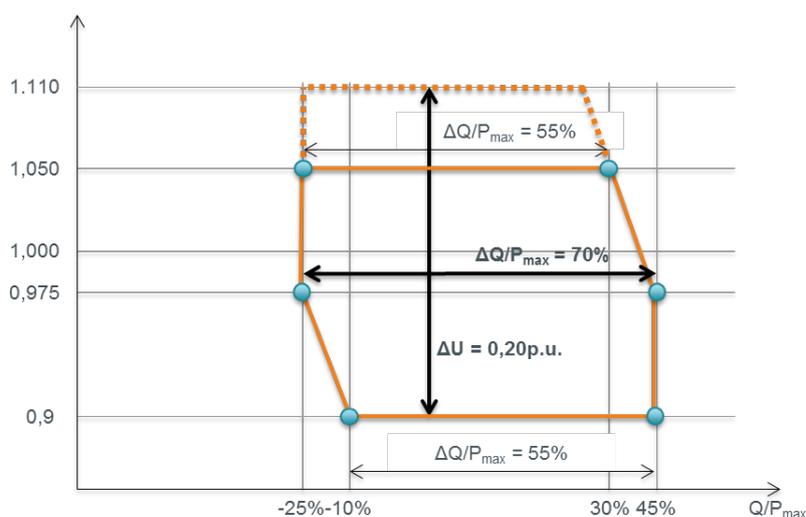


Illustration 17 : Courbe de capacité pour les SPGM de types C et D.

5.5.2 Exigences de réglage de la tension applicables aux SPGM de type C

Les exigences proposées pour le réglage de la tension applicables aux unités de type C sont conformes aux conditions actuelles des règlements techniques fédéral (RTF) et régionaux (TRPV, RTTR et RTTL) en vigueur [4, 7-8-9] en ce qui concerne les fonctionnalités et les paramètres du régulateur de tension automatique pour le réglage de la tension en régime permanent et transitoire ainsi que les spécifications et les performances du système de régulation de l'excitation. Cette fonctionnalité comprend :

- la limitation de la bande passante du signal de sortie, afin de garantir que les réponses aux fréquences les plus élevées ne puissent pas exciter des modes d'oscillations de torsion sur d'autres unités de production d'électricité raccordées au réseau ;
- un limiteur de sous-excitation destiné à empêcher l'AVR de réduire le courant d'excitation de l'alternateur à un niveau qui menacerait la stabilité du générateur synchrone ;
- un limiteur de surexcitation destiné à garantir que l'excitation de l'alternateur n'est pas limitée à moins de la valeur maximale atteignable tout en garantissant que l'unité de production d'électricité synchrone fonctionne dans ses limites de conception ;
- un limiteur de courant statorique ;

- une fonction de stabilisateur de puissance (PSS) destinée à atténuer les oscillations de puissance, demandée par le GRT compétent (en d'autres termes, l'activation et le réglage de la fonction PSS seront convenus en fonction du point de raccordement, de la taille et des caractéristiques de la SPGM).

5.6 Exigences relatives aux PPM de type C

5.6.1 Inertie synthétique des PPM [Art. 21-2]

La fonctionnalité d'inertie synthétique n'est pas requise par les présentes exigences générales.

5.6.2 Capacités réactives - PPM [Art. 21-3 (a-c)]

Cette exigence doit être respectée au point de raccordement.

Un PPM de type C doit être capable de produire une puissance réactive correspondant au profil Q-P décrit dans l'illustration 18.

Pour chaque tension au point de raccordement comprise entre 90 % et 110 % de U_{nom} et pour toute valeur de production de puissance active comprise entre P_{min} (0,2 pu de P_{nom}) et P_{nom} , le PPM doit être capable de produire ou de consommer - au moins - toute puissance réactive au niveau du point de raccordement dans la zone limitée par Q1, Q2, Q3 et Q4 (Illustration 18).

Cette plage a une portée minimale obligatoire de 0,6 pu de P_{nom} , mais peut se déplacer dans une zone de [-0,3 pu de P_{nom} , +0,35 pu de P_{nom}] si accepté par Elia, et ce, en fonction du point de raccordement, de la taille et des caractéristiques de l'installation.

Pour toutes les valeurs comprises entre 90 % et 110 % pour les tensions nominales inférieures à 300 kV (ou 90 % et 105 % pour les tensions nominales supérieures à 300 kV), il est demandé que le PPM puisse participer à la régulation de la tension au moins dans la plage de puissance réactive mentionnée ci-dessus (telle que représentée dans le profil U-Q/Pmax décrit dans l'illustration 19) ; pour des valeurs en dehors de 90 % et 110 % pour les tensions nominales inférieures à 300 kV (ou 90 % et 105 % pour des tensions nominales supérieures à 300 kV), il est demandé que le PPM puisse participer à la régulation de la tension au maximum des capacités techniques de l'installation.

Pour chaque valeur de tension au point de raccordement comprise entre 90 % et 110 % d' U_{nom} pour une tension nominale inférieure à 300 kV (ou 90 % et 105 % pour une tension nominale supérieure à 300 kV) et pour toute valeur de production de puissance active entre P_0 (égal à 0,0263 pu de P_{nom}) et P_{min} , la plage minimale du point de fonctionnement pour laquelle la puissance réactive doit être réglée est définie par les deux valeurs du facteur de puissance défini par les points (Q1, 0,2* P_{nom}) et (Q2, 0,2* P_{nom}).

Pour chaque valeur de tension au point de raccordement comprise entre 90 % et 110 % d' U_{nom} pour une tension nominale inférieure à 300 kV (ou 90 % et 105 % pour une tension nominale supérieure à 300 kV) et pour toute valeur de production de puissance active inférieure à P_0 , la puissance réactive ne doit pas nécessairement être réglée. Cependant, les valeurs injectées/absorbées doivent être limitées dans une plage de $Q = [-0,0329 ; +0,0329]$ pu de P_{nom} ⁸, représentée par la zone ombrée dans l'illustration 18.

Pour certaines tensions au point de raccordement, les capacités de puissance réactive requises sont plus petites, comme représenté dans la caractéristique U-Q/Pmax de l'illustration 19. En cas de non-disponibilité des unités dans le PPM en raison d'une défaillance ou d'une maintenance, la capacité de puissance réactive peut être revue en fonction de la capacité de production disponible actuelle P_{av} au lieu de P_{nom} (1. Pu selon l'illustration ci-dessous) selon la formule suivante :

$$P_{av} = \sum_{i=1}^N av_i \times P_i$$

Où :

N est le nombre d'unités installées dans le PPM

⁸ Conformément aux conditions actuelles des règlements techniques fédéral (RTF) et régionaux (TRPV, RTTR et RTTL) en vigueur [4, 7-8-9]

av_i est le facteur de disponibilité d'une unité i (0 ou 1)
 P_i est la capacité de production d'une unité i pendant la panne ou la maintenance.

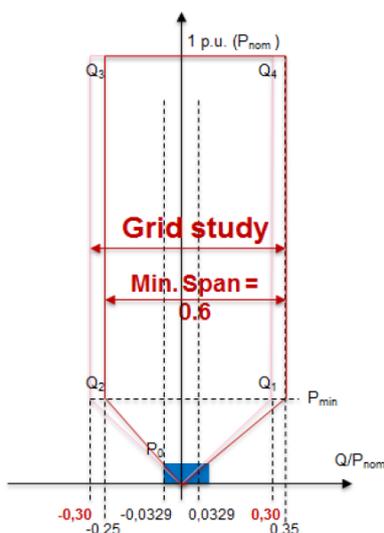


Illustration 18 : Capacité en puissance réactive des PPM de types C et D.

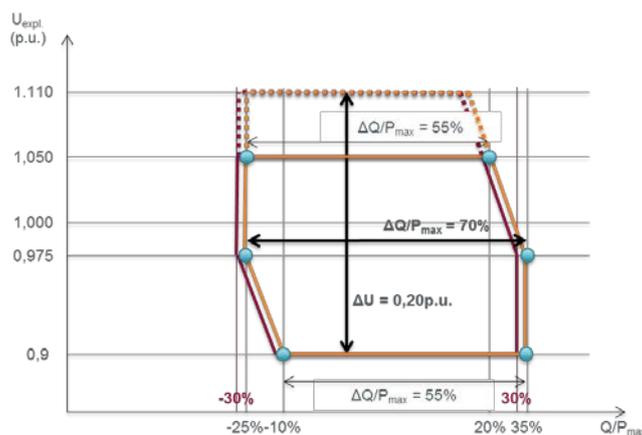


Illustration 19 : Profil U-Q/Pmax d'un PPM de type C (en pointillés pour les tensions nominales supérieures à 300 kV).

Il convient de noter que la capacité disponible du PPM (qui pourrait être supérieure aux exigences minimales) doit être communiquée, démontrée et mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent.

Le propriétaire de la PPM ne peut pas refuser de manière déraisonnable de consentir à l'utilisation de capacités réactives plus importantes, compte tenu de leur faisabilité économique et technique. Il est dès lors attendu de l'unité qu'elle ne limite pas ses capacités pour se conformer aux exigences minimales, mais qu'elle utilise toute sa capacité pour soutenir la stabilité du réseau, comme stipulé dans son accord. La vitesse de réaction au sein de la courbe de capacité est spécifique au site et sera déterminée au cours du processus de conformité du raccordement (p. ex. EDS) et spécifiée dans l'accord contractuel.

5.6.3 Réglage de la tension - PPM [Art. 21-3 (d et e)]

Cette exigence doit être respectée au point de raccordement.

Le PPM doit être capable de fournir de la puissance réactive automatiquement à l'aide, soit d'un mode de réglage de la tension, soit d'un mode de réglage de la puissance réactive, soit d'un mode de réglage du facteur de puissance.

L'exigence en termes de priorité à la contribution en puissance active ou réactive doit être définie spécifiquement par site par le gestionnaire de réseau compétent. Elle doit être convenue au cas par cas lors du processus de raccordement avec le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le

GRT compétent, et fixée dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau concerné.

6 Exigences applicables aux unités de Type D

Outre les spécifications applicables aux unités de type C et compte tenu des conditions stipulées à l'article 16.1, il est exigé ce qui suit.

6.1 Réglage de la tension

6.1.1 Capacité de tenue en tension [Art. 16-2 (a et b)]

Cette exigence doit être respectée au point de raccordement.

Outre les exigences mentionnées au paragraphe 2.1.1, les capacités de tenue en tension requises pour les SPGM de type D doivent être conformes aux exigences décrites dans l'article 16.2 du NC RfG:

	Plage de tension	Durée de fonctionnement
Plages de tension sous 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,118 pu	Illimité
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minutes
Plages de tension au-dessus de 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Illimité
	1,05 pu – 1,10 pu	20 minutes

Les valeurs de base suivantes doivent être prises en compte comme référence pour les plages de tension en pu reprises dans le tableau ci-dessus pour les PGM raccordées au réseau du GRT :

- 400 kV
- 220 kV
- 150 kV
- 110 kV
- 70 kV
- 36 kV

Si des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le propriétaire de l'installation de production d'électricité ne refuse pas leur mise à disposition du gestionnaire de réseau compétent sans raison.

6.1.2 Déconnexion automatique pour les tensions hors plage [Art. 16-2 (c)]

Aucune déconnexion automatique n'est prévue en tant qu'exigence générique.

Les modalités et les réglages de déconnexion automatique doivent être convenus au cas par cas lors du processus de raccordement avec le propriétaire de l'installation de production d'électricité par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, et fixés dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau concerné.

6.2 Resynchronisation [Art. 16-4]

Le gestionnaire de réseau compétent et le PGFO doivent convenir, au cas par cas, des réglages des dispositifs de synchronisation lors du processus de raccordement et les fixer dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent.

6.3 Exigences applicables aux SPGM de type D

6.3.1 Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques – SPGM [Art. 16-3]

Cette exigence, définie par Elia en sa qualité de GRT doit être respectée au point de raccordement.

L'unité SPGM doit être capable de soutenir le réseau lors des tensions transitoires rapides et des courts-circuits sur le réseau pour lesquels le profil tension/temps est appelé tenue aux creux de tension (Fault-Ride-Through - FRT). L'unité SPGM doit satisfaire aux exigences représentées dans l'illustration ci-dessous (évolution de la tension minimale au point de raccordement), où la SPGM doit rester raccordée au réseau tant que la tension de la phase présentant la tension la plus basse est supérieure au profil représenté dans l'illustration ci-dessous.

Il est toutefois recommandé de rester raccordé aussi longtemps que les capacités techniques de la SPGM le permettent. Le même profil s'applique aux défauts dissymétriques.

Les paramètres de tenue aux creux de tension proposés⁹ sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Une tension $U=1$ pu correspond à la tension nominale (entre phases) au point de raccordement.

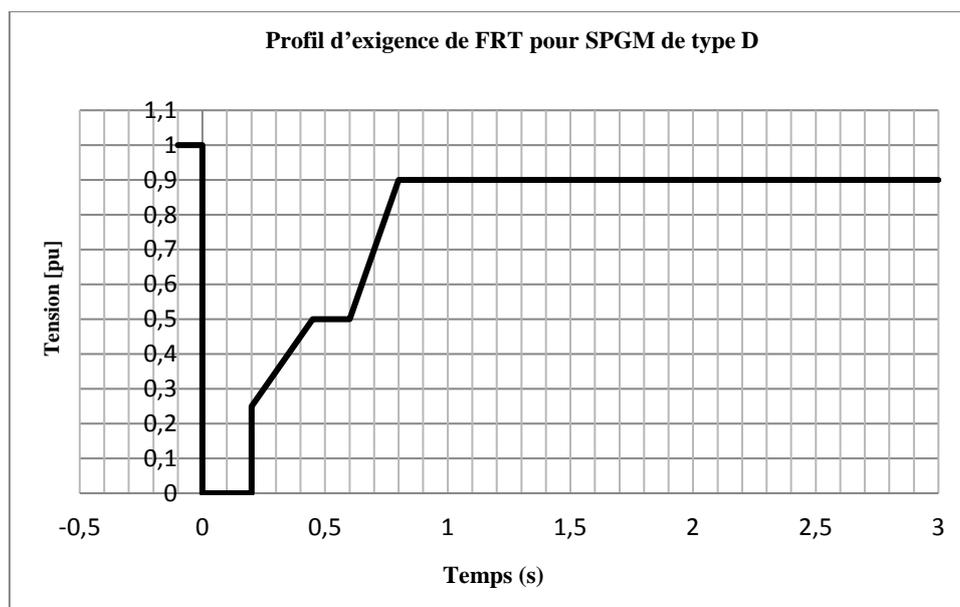


Illustration 20 : Exigence de FRT pour les SPGM de type D.

Tableau 5 : Paramètres applicables aux exigences de FRT pour les SPGM de type D.

Paramètres de tension [pu]	Paramètres de temps [secondes]
$U_{ret} = 0$	$t_{clear} = 0,2$
$U_{clear} = 0,25$	$t_{rec1} = 0,45$
$U_{rec1} = 0,5$	$t_{rec2} = 0,6$
$U_{rec2} = 0,9$	$t_{rec3} = 0,8$

Les paramètres pris en compte pour les calculs de la tenue aux creux de tension (p. ex. puissance de court-circuit avant et après défaut, point de fonctionnement avant défaut de la PGM, etc.) sont

⁹ Veuillez noter que les paramètres ne correspondent pas aux coordonnées de la courbe de tenue aux creux de tension, mais doivent être interprétés conformément aux spécifications du RfG, art.14.3 et présentés, pour information, à l'annexe I.

communiqués par le GRT, à la demande du propriétaire de l'installation de production d'électricité, lors du processus de raccordement.

6.3.2 Stabilité de la tension des SPGM [Art. 19-2]

Conformément aux conditions actuelles des règlements techniques fédéral (RTF) et régionaux (TRPV, RTTR et RTTL) en vigueur [4, 7-8-9] en ce qui concerne les fonctionnalités et les paramètres du régulateur de tension automatique pour le réglage de la tension en régimes permanent et transitoire ainsi que les spécifications et les performances du système de régulation de l'excitation. Ce dernier comprend :

- i. la limitation de la bande passante du signal de sortie, afin de garantir que les réponses aux fréquences les plus élevées ne puissent pas exciter des modes d'oscillations de torsion sur d'autres unités de production d'électricité raccordées au réseau ;
- ii. un limiteur de sous-excitation destiné à empêcher l'AVR de réduire le courant d'excitation de l'alternateur à un niveau qui menacerait la stabilité du générateur synchrone ;
- iii. un limiteur de surexcitation destiné à garantir que l'excitation de l'alternateur n'est pas limitée à moins de la valeur maximale atteignable, tout en garantissant que l'unité de production d'électricité synchrone fonctionne dans ses limites de conception ;
- iv. un limiteur de courant statorique ; et
- v. une fonction PSS destinée à atténuer les oscillations de puissance, demandée par le GRT compétent (en d'autres termes, l'activation et le réglage de la fonction PSS seront nécessaires en fonction du point de raccordement, de la taille et des caractéristiques de la SPGM concernée).

6.3.3 Capacités techniques de maintien de la stabilité angulaire des SPGM dans les situations de défaut [Art. 19-3]

Aucune capacité générique relative à la contribution des SPGM au maintien de la stabilité angulaire dans les situations de défaut n'est requise. Le GRT et le propriétaire de l'installation de production d'électricité doivent convenir de ces capacités, au cas par cas, au cours du processus de raccordement et les fixer dans le contrat de raccordement individuel avec le GRT compétent.

6.4 Type D – PPM

6.4.1 Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques – PPM [Art. 16-3]

Cette exigence définie par Elia en sa qualité de GRT doit être respectée au point de raccordement.

L'unité PPM doit être capable de soutenir le réseau lors des tensions transitoires rapides et des courts-circuits sur le réseau pour lesquels le profil de tension/temps est appelé tenue aux creux de tension (Fault-Ride-Through - FRT). L'unité PPM doit satisfaire aux exigences représentées dans l'illustration 21, où l'unité PPM doit rester raccordée au réseau tant que la tension de la phase présentant la tension la plus basse est supérieure au profil présenté dans la figure ci-dessous.

Il est toutefois recommandé de rester raccordé aussi longtemps que la capacité technique du PPM le permet. Le même profil s'applique aux défauts dissymétriques.

Les paramètres de tenue aux creux de tension proposés sont présentés dans le Tableau 6.

Une tension $U=1$ pu correspond à la tension nominale (entre phases) au point de raccordement.

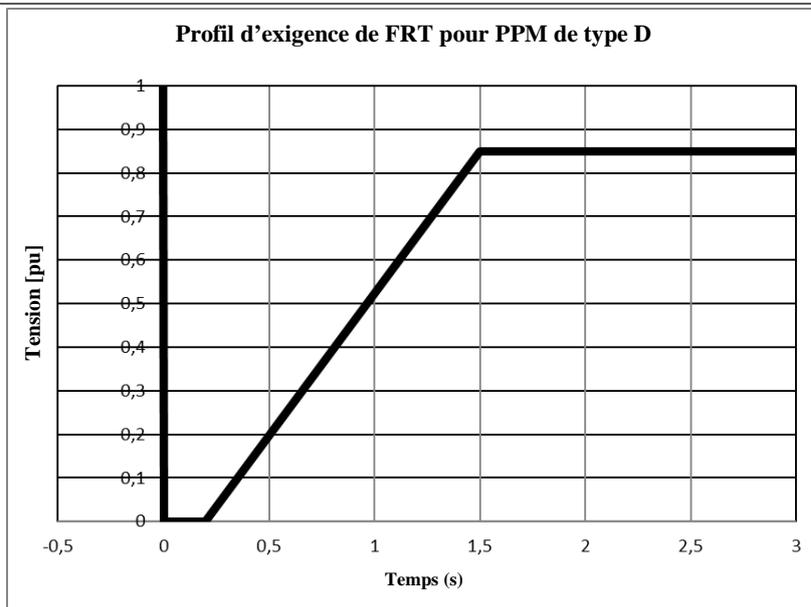


Illustration 21 : Exigence de FRT pour les PPM de type D.

Tableau 6 : Paramètres applicables aux exigences de tenue aux creux de tension pour les PPM de type D.

Paramètres de tension [pu]	Paramètres de temps [secondes]
$U_{ret}=U_{clear}=U_{ret1}= 0$	$T_{clear}=t_{rec1}=t_{rec2}= 0,2$
$U_{rec2} = 0,85$	$t_{rec3} = 1,5$

7 Acronymes

DCC	Demand Connection Code (raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation)
FRT	Fault Ride Through (tenue aux creux de tension)
GRC	Gestionnaire de Réseau Compétent
LFSM	Limited Frequency Sensitive Mode (mode de réglage restreint à la fréquence)
LOM	Loss Of Main (découplage)
PGFO	Power Generating Facility Owner (propriétaire de l'installation de production d'électricité)
PGM	Power Generating Module (unité de production d'électricité)
PPM	Power Park Module (parc non synchrone de générateurs)
PSS	Power System Stabilizer (stabilisateur de puissance)
RfG	Requirement for Grid connection of generators (exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité)
RoCoF	Rate of Change of Frequency (vitesse de variation de la fréquence)
RTTL	Règlement Technique pour la gestion du réseau de Transport Local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci
RTTR	Règlement Technique pour la gestion du réseau de Transport Régional d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale
SGU	Significant Grid User (utilisateur significatif du réseau)
SPGM	Synchronous Power-Generating Modules (unités de production d'électricité synchrones)
TRPV	Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit Vlaams Gewest

8 Références

[1] « Code de réseau sur les exigences relatives aux installations de production d'électricité » ou « CR/NC RfG » : Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=FR>

[2] « Code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation » ou « CR/NC DCC » : Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=FR>

[3] « Code de réseau relatif au courant continu à haute tension » ou « CR/NC HVDC » : Règlement (UE) 2016/1447 du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1447&from=FR>

[4] Règlement technique fédéral - 22 AVRIL 2019- Arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/grid-codes/20190422_FTR-beeld.pdf

[5] Présentation du SPF Énergie dans le WG Belgian Grid (en néerlandais) : http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD_Vision-for_FederalGridCode.pdf

[6] Document d'orientation d'ENTSO-E pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau : Parameters of Non-exhaustive requirements, 16 novembre 2016 : https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_General%20guidance%20on%20parameters_for%20publication.pdf

[7] Règlement Technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci.

<https://wallex.wallonie.be/index.php?doc=21817&rev=22854-14724>

[8] Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit Vlaams Gewest.

https://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/technisch_reglement_plaatselijk_vervoernet_van_elektriciteit.pdf

[9] Règlement technique pour la gestion du réseau de transport régional dans la Région de Bruxelles-Capitale

<https://www.brugel.brussels/actualites/arrete-du-gouvernement-de-la-region-de-bruxelles-capitale-approuvant-le-reglement-technique-pour-la-gestion-du-reseau-de-transport-regional-d-electricite-106>

[10] 'System Operation Guidelines' ou 'SO GL': Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

9 Annexe I - Définition du profil de tenue aux creux de tension (extrait de l'art. 14-3 du RfG [1])

