



# **VOORSTEL VOOR NC RFG-EISEN VAN ALGEMENE TOEPASSING**

TSB voorstel volgens Art. 7(4) van de NC RfG

17 mei 2018

---

# Inhoud

<b>1 Inleiding</b> .....	<b>3</b>
<b>2 Voorstel voor de bepaling van de significantie [Artikel 5]</b> .....	<b>5</b>
2.1 Voorwaarden voor de keuze van de maximumcapaciteitsdrempelwaarden	6
2.1.1 Spanningsbereik van PGM geconnecteerd aan TSB .....	6
2.1.2 Andere voorwaarden.....	7
<b>3 Eisen voor type A</b> .....	<b>8</b>
3.1 Frequentievereisten .....	8
3.1.1 Frequentiebereik [art. 13-1 (a)] .....	8
3.1.2 Ongevoeligheid voor frequentiegradiënt [art. 13.1(b)] .....	8
3.1.3 Loss of Main-beveiliging geïnitieerd door frequentiegradiënt [art. 13.1(b)] .....	9
3.1.4 Gelimiteerde frequentiegevoelige modus – Overfrequentie (LFSM-O) [art. 13-2 (a-g)] .....	9
3.1.5 Toegestane maximale reductie van vermogen bij dalende frequentie [art. 13-4].....	12
3.1.6 Logische interface om de injectie van werkzaam vermogen te stoppen [art. 13-6].....	13
3.1.7 Automatische koppeling [art. 13-7] .....	13
<b>4 Eisen voor type B</b> .....	<b>14</b>
4.1 Beheer van de frequentiestabiliteit en het werkzaam vermogen.....	14
4.1.1 Afname van het werkzaam vermogen via besturing op afstand [art. 14 -2] .....	14
4.1.1 Automatisch opnieuw koppelen [art. 14-4] .....	14
4.2 Instrumentatie [art. 14-5] .....	14
4.2.1 Structurele gegevens: elektrische beveiligings- en regelconcepten en instellingen [art. 14-5 (a + b)] .....	14
4.2.2 Uitwisseling van informatie [art. 14-5(d)].....	14
4.3 Eisen voor type B – SPGM.....	15
4.3.1 Capaciteit om blindvermogen te leveren - SPGM [art. 17-2(a)] ..	15
4.3.2 Spanningsregeling SPGM type B [art. 17-2 (b)].....	16
4.3.3 Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen voor SPGM [art. 14-3].....	17
4.3.4 Herstel van het werkzaam vermogen na storing - SPGM [art. 17-3] ..	18
4.4 Eisen voor type B – PPM .....	18
4.4.1 Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen - PPM [art. 14.3] .....	18
4.4.2 Capaciteit inzake blindvermogen - PPM [art. 20-2(a)] .....	19
4.4.3 Foutstroom en ondersteuning voor dynamische spanning [art. 20-2 (b en c)].....	20
4.4.4 Herstel van het werkzaam vermogen na storing [art. 20-3] .....	21
<b>5 Eisen voor type C</b> .....	<b>22</b>
5.1 Beheer van de frequentiestabiliteit en het werkzaam vermogen.....	22
5.1.1 Regelbaarheid en regelbereik van het werkzaam vermogen [art. 15-2 (a-b)] .....	22
5.1.2 Gelimiteerde frequentiegevoelige modus – onderfrequentie (LFSM-U) [art. 15-2 (c)].....	22
5.1.3 Frequentiegevoelige modus [art. 15.2.d] .....	24
5.1.4 Regeling voor het herstel van de frequentie [art. 15-2.e] .....	24
5.1.5 Realtime-monitoring van FSM [art. 15-2.g].....	25
5.1.6 Automatische ont koppeling voor spanning buiten het bereik [art. 15-3] .....	25
5.1.7 Snelheid van de wijziging van het werkzaam vermogen [art. 15-6(e)] .....	25
5.2 Systeemherstel [art. 15-5] .....	25
5.2.1 Capaciteit om deel te nemen aan eilandbedrijf [art. 15.5(b)] .....	25
5.2.2 Capaciteit tot snelle hersynchronisatie [art. 15-5(c)] .....	25

5.3	Instrumentatie, simulatie en beveiliging .....	26
5.3.1	Verlies van rotorhoekstabiliteit of verlies van besturing [art. 15.6(a)] .....	26
5.3.2	Instrumentatie [art. 15.6(b)] .....	26
5.3.3	Simulatiemodellen [art. 15.6(c)] .....	26
5.3.4	Apparatuur voor bedrijfsvoering en veiligheid van het systeem [art. 15.6(d)] .....	26
5.3.5	Aarding van het sterpunt aan de netwerzijde van de opvoertransformator [art. 15.6(f)] .....	26
5.4	Spanningsregelmodus (voor SPGM en PPM) [art. 19-2(a) en art. 21.3(d)]	26
5.5	Eisen voor type C SPGM .....	27
5.5.1	Capaciteit voor het leveren van blindvermogen van SPGM's [art. 18-2]	27
5.5.2	Eisen voor spanningsregeling voor SPGM type C .....	28
5.6	Eisen voor type C PPM .....	29
5.6.1	Synthetische inertie voor PPM [art. 21-2] .....	29
5.6.2	Capaciteit voor het leveren van blindvermogen - PPM [art. 21-3(a-c)]	29
5.6.3	Spanningsregeling - PPM [art. 21-3 (d) en (e)] .....	30
<b>6</b>	<b>Eisen voor type D .....</b>	<b>31</b>
6.1	Spanningsregeling .....	31
6.1.1	Spanningsstabiliteit [art. 16-2(a & b)] .....	31
6.1.2	Automatische ontkoppeling voor spanning buiten het bereik [art. 16-2(c)] .....	31
6.2	Hersynchronisatie [art. 16-4] .....	31
6.3	Eisen voor type D SPGM .....	31
6.3.1	Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen - SPGM [art. 16-3] .....	31
6.3.2	Spanningsstabiliteit SPGM [art. 19-2 ] .....	32
6.3.3	Technische capaciteiten ter ondersteuning van rotorhoekstabiliteit onder storingsomstandigheden voor SPGM [art. 19-3] .....	33
6.4	Type D - PPM .....	33
6.4.1	Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen - PPM [art. 16-3] .....	33
<b>7</b>	<b>Afkortingen .....</b>	<b>34</b>
<b>8</b>	<b>Referenties .....</b>	<b>34</b>
<b>9</b>	<b>Bijlage I – Definitie FRT-profiel (fragment van artikel 14.3 RfG[1]) .....</b>	<b>35</b>
<b>10</b>	<b>Bijlage II - Lijst met niet-limitatieve artikelen voor RfG .....</b>	<b>35</b>

---

# 1 Inleiding

Artikel 7(4) van de NC RfG [1] bepaalt dat de relevante systeembeheerder of TSB binnen een termijn van twee jaar na de inwerkingtreding van de NC RfG, 17 mei 2018, een voorstel voor eisen van algemene toepassing (of de methodologie gebruikt om deze te berekenen of vast te leggen) indient ter goedkeuring door de bevoegde entiteit. De twee andere netcodes voor aansluiting bevatten een gelijkaardige eis, namelijk in artikel 6(4) van de NC DCC [2] en in artikel 5(4) van de NC RfG [3].

Dit document is een samenvatting van het technische voorstel v met betrekking tot de Belgische implementatie van de niet-limitatieve eisen van de NC RfG. Dit document is de definitieve versie van het voorstel voor eisen voor algemene toepassing (hierna 'algemene eisen' genoemd, overeenkomstig artikel 7(4) van de NC RfG).

Het voorstel focust in hoofdzaak op de eisen gesteld door Elia, als (relevante) TSB of relevante systeembeheerder. De publieke DSBs werden nauw betrokken bij de ontwikkeling van het TSB-voorstel of bij de definitie van hun eigen implementatievoorstellen voor op het publieke distributienet aangesloten PGMs (Power Generating Modules – elektriciteitsproductie-eenheden). Een deel van de eisen zijn bijgevoel bepaald door de publieke DSBs, als relevante systeembeheerder.

Elia en de publieke DSB's hebben zo goed mogelijk met elkaar afgestemd om de tenuitvoerlegging van deze netcode-eisen te faciliteren en om de coherentie tussen transmissie- of distributienet aangesloten PGM in termen van de technische eisen en de juridische leesbaarheid te vergroten. Voor aspecten van de algemene eisen die relevant zijn voor gesloten distributiesysteembeheerders (GDSB) heeft Elia ook met GDSB's gecommuniceerd.

Op 17 mei 2018 heeft Elia de algemene eisen betreffende de NC RfG, NC DCC en NC HVDC indien bij de bevoegde instanties, samen met het voorstel (met bijgehouden wijzigingen) voor het gewijzigde federaal technisch reglement [4] (en het formele voorstel voor maximumcapaciteitsdrempelwaarden voor PGMs van het type B, C en D). Elia heeft vooraf een openbare raadpleging georganiseerd voor alle documenten, van 15 maart tot en met 16/23 april 2018, behalve de openbare raadpleging over de maximumcapaciteitsdrempelwaarden B, C en D, die al gebeurde van 19 mei tot 20 juni 2017. Deze aanpak stemt overeen met de visie van de Belgische Federale Overheidsdienst (FOD Energie) [5].

Dit document bevat de finale positie van Elia na besprekingen met de stakeholders bij elk van de relevante onderwerpen. In de afgelopen maanden werd dit document geleidelijk voltooid en aan de stakeholders voorgesteld, met name tijdens de workshops over het Federaal Technisch Reglement, totdat alle niet-limitatieve algemene eisen opgenomen waren.

Dit document dient beschouwd te worden als een technisch maar niet wettelijk bindend document dat als bedoeling heeft om de verschillende technische algemene eisen die zullen weerspiegeld worden in verschillende technische reglementen, contracten, modaliteiten en voorwaarden, regelgevende documenten en/of technische voorschriften, te verduidelijken.

Het document volgt dezelfde artikelvolgorde als de NC RfG: het voorstel is gestructureerd per technisch onderwerp en per PGM-categorie, waarbij de drempelwaarden B, C en D deze zijn zoals bepaald in het voorstel van Elia (en publieke DSBs). Tenzij anders aangegeven, dient elke categorie de eisen van de lagere categorie te vervullen. Zo wordt voor type A bijvoorbeeld LFSM-O gespecificeerd, maar is dit ook geldig voor de types B, C en/of D PGMs.

De draagwijdte van dit document bevat vooral, maar is niet beperkt tot, het voorstel voor de tenuitvoerlegging van de niet-limitatieve eisen in de NC RfG. Om de leesbaarheid te bevorderen kan dit document ook limitatieve NC-eisen, tenuitvoerleggingsvoorstellen van de andere aansluitings-NC's of andere specifieke nationale/regionale eisen bevatten ter informatie Dit document heeft geenszins de bedoeling om alle NC's te bespreken.

Wat de volledige lijst met niet-limitatieve eisen betreft die als algemene eisen zullen worden voorgesteld, neemt Elia het adviesdocument van ENTSO-e betreffende "Parameters van niet-limitatieve eisen" [6] als leidraad, dewelke nog moeten gedefinieerd worden door de (relevante) TSB en de relevante systeembeheerder.

---

Dit document vermeldt niet alleen de parameters die moeten worden bepaald per onderwerp, maar ook welk artikel van elke aansluitings-NC als niet-limitatief en wie als een relevante systeembeheerder moet worden beschouwd om een voorstel tot tenuitvoerlegging te definiëren. Zowel de TSB, de publieke DSB als (G)DSB's als kunnen als 'relevante systeembeheerder' beschouwd worden, afhankelijk van de eis.

Als algemene regel stelt dit document minimumeisen voor. Als een PGM capaciteiten heeft die hoger zijn dan de minimaal vereiste capaciteiten en het gebruik ervan geen negatieve technische invloed heeft op de normale werking, dan dienen deze capaciteiten in overeenstemming met de relevante systeembeheerder beschikbaar te zijn voor activatie (opmerking: voor Elia gebeurt dit bij de aansluitingsovereenkomst). Als de PGM bijvoorbeeld meer capaciteiten heeft dan het minimale fault-ride-through-profiel (zie artikel 14-3), dan wordt verwacht dat de capaciteiten van de PGM niet beperkt worden om overeen te stemmen met de minimumvereiste, maar dat de volledige capaciteit benut wordt om, zoals bepaald in de overeenkomst, de stabiliteit van het systeem mee te ondersteunen. De feitelijk geïmplementeerde PGM-karakteristieken en -functionaliteiten moeten meegedeeld worden aan de relevante systeembeheerder en/of transmissiesysteembeheerder.

In lijn met NC RfG artikel 3.2(b) zijn de algemene eisen niet van toepassing voor noodvermogen PGMs<sup>1</sup>, tenzij deze PGMs ondersteunende diensten aanbieden op een vrijwillige basis en voor meer dan 5 minuten per maand.

---

<sup>1</sup> PGMs die geïnstalleerd werden om in noodvermogen te voorzien en die in parallel met het systeem werken gedurende minder dan 5 minuten per kalendermaand wanneer het systeem zich in een normale staat bevindt. Parallelwerking gedurende onderhoud of opleveringstesten van die PGM zullen niet meegeteld worden in deze 5-minuten limiet.

## 2 Voorstel voor de bepaling van de significantie [Artikel 5]

Het huidige voorstel voor de bepaling van de significantie werd gedeeld met de belanghebbenden via de "Openbare raadpleging betreffende het voorstel voor maximumcapaciteitsdrempelwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D", die liep van 19/05/2017 tot 20/06/2017 en [online](#) beschikbaar is. De voorgestelde drempelwaarden zijn het resultaat van verschillende rondes workshops en besprekingen met de belanghebbenden en de autoriteiten.

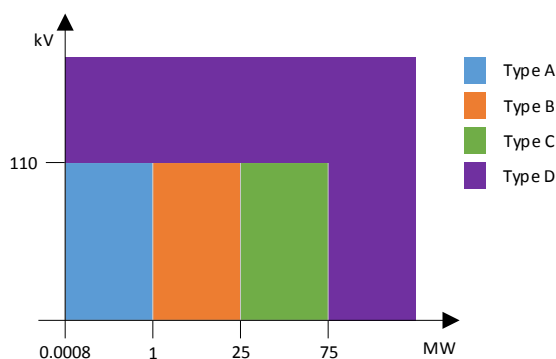
Een samenvatting van de voorgestelde bepaling van significantie wordt hieronder gegeven.

Overeenkomstig artikel 5 van de NC RfG stelt Elia de volgende maximumcapaciteitsdrempelwaarden voor de typebepaling voor:

- Type A
  - $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 1MW$  and  $V_{cp} < 110kV$
- Type B
  - $1MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW$  and  $V_{cp} < 110kV$
- Type C
  - $25MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 75MW$  and  $V_{cp} < 110kV$
- Type D
  - $75MW \leq P_{MAX}^{Capacity}$  of
  - $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity}$  en  $V_{cp} \geq 110kV$

Hierbij is  $P_{MAX}^{Capacity}$  de maximumcapaciteit (geïnstalleerd) van de elektriciteitsproductie-eenheden en is  $V_{cp}$  het spanningsniveau op het aansluitpunt.

De parameters voor de bepaling van de significantie worden grafisch geïllustreerd in Afbeelding 1 hieronder.



Afbeelding 1: Grafische voorstelling van de maximumcapaciteitsdrempelwaarden.

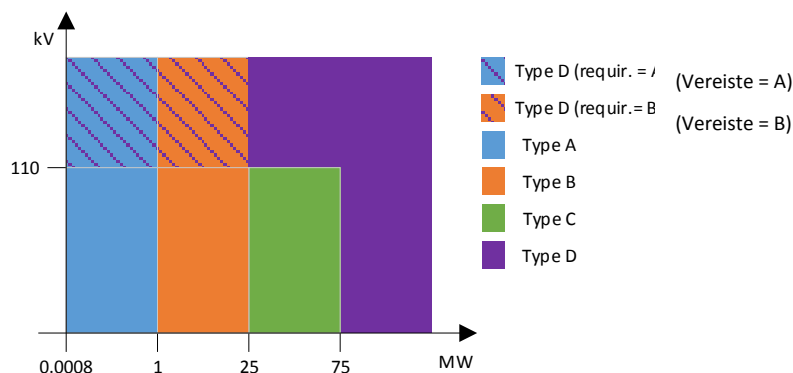
Elia stelt echter voor om de eisen voor elektriciteitsproductie-eenheden aan te passen met een maximale geïnstalleerde capaciteit lager dan 25 MW en met een spanning op het aansluitpunt die hoger of gelijk aan 110 kV is, om de specificatie te weerspiegelen van de elektriciteitsproductie-eenheid van hetzelfde formaat met een spanning op het aansluitpunt die lager of gelijk aan 110 kV is. De eisen zullen aangepast worden door middel van een afwijkingverzoek dat ingediend wordt door de relevante systeembeheerder, of in dit geval de relevante TSB (in overeenstemming met NC RfG art. 63).



Meer in het bijzonder worden de volgende eisen voorgesteld:

- Een PGM van type D met een  $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 1 MW$  zal dezelfde eisen volgen als een PGM van type A.
- Een PGM van type D met een  $1 MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW$  zal dezelfde eisen volgen als een PGM van type B.

In Afbeelding2 hieronder wordt een grafische voorstelling gegeven van de eisen die hier naar verwachting uit zullen resulteren.



Afbeelding2: Grafische voorstelling van de eisen die moeten worden gevolgd door de PGM afhankelijk van de voorgestelde maximumcapaciteitsdrempelwaarden, rekening houdend met de resultaten van het geplande afwijkingsproces.

Er moet worden opgemerkt dat de Power Park Modules (PPM), waarvan het aansluitpunt zich offshore bevindt, dezelfde voorschriften dienen te volgen als PPM-eenheden van type D, tenzij dit specifiek anders vermeld wordt in dit document.

## 2.1 Voorwaarden voor de keuze van de maximumcapaciteitsdrempelwaarden

### 2.1.1 Spanningsbereik van PGM geconnecteerd aan TSB

Deze vereiste moet gerespecteerd worden op het aansluitingspunt

In RfG wordt het spanningsbereik enkel vastgelegd voor PGM's type D (Art 16.2), echter van andere PGM's worden gelijkaardige capaciteiten gevraagd (cf. Tabel 1: ). Dit om een veilige werking van het net te waarborgen.

	Spanningsbereik	Duur van de werking
<b>Spanningen onder 300 kV</b>	0.85 pu – 0.90 pu	60 min
	0.90 pu – 1.118 pu	Onbeperkt
	1.118 pu – 1.15 pu	Te bepalen door TSB en eigenaar PGM, vastgelegd in het aansluitingscontract
<b>Spanningen boven 300 kV</b>	0.85 pu – 0.90 pu	60 min
	0.90 pu – 1.05 pu	Onbeperkt
	1.05 pu – 1.10 pu	Te bepalen door TSB en eigenaar PGM, vastgelegd in het aansluitingscontract

Tabel 1: Spanningsbereik PGM's

---

De volgende spanningswaarden worden bekeken voor PGM's geconnecteerd aan het netwerk van de TSB

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

Indien een breder of langer spanningsbereik technisch en economisch mogelijk is, wordt verwacht van de eigenaar van de installatie om deze aan de betrokken TSB aan te bieden.

### **2.1.2 Andere voorwaarden**

Voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden (SPGM) van het type C zullen voor de spanningsreglementering strengere eisen nodig zijn dan deze die de NC RfG voorziet. Deze eisen zijn al opgenomen in het FTR voor eenheden van hetzelfde type en formaat (cfr. artikel 72 in [4]).

Elia vereist de aanwezigheid van functies voor automatische spanningsregeling (AVR - automatic voltage regulation), overbekrachtigingsbegrenzing (OEL - Over Excitation Limiter), onderbekrachtigingsbegrenzing (UEL - Under Excitation Limiter) en power system stabilizer (PSS). Het activeren en afstellen van de PSS-functie zal nodig zijn afhankelijk van het aansluitpunt, het formaat en de kenmerken van de SPGM.

Deze aanpak stemt overeen met het begeleidend document van ENTSO-e voor de nationale implementatie van de netcodes voor netaansluiting (IGD) over "Parameters van niet-limitatieve eisen": het beveelt een locatiegebonden invoering aan van de eis art. 19(2)b.(v) via een individueel aansluitingscontract.

De eisen voor gesloten distributiesystemen (GDS) zullen zo goed mogelijk op één lijn worden gebracht met deze voor verbruiksinstallaties en DSB.



## 3 Eisen voor type A

In het algemeen worden alle parameters die met frequentie te maken hebben gecoördineerd tussen de TSB's in de synchrone continentaal-Europese zone, om zo een eerlijke inbreng te garanderen voor elektriciteitsproductie-eenheden van alle regelzones en voor de algemene bestendigheid en stabiliteit van het systeem. De huidige eisen zijn gebaseerd op de begeleidende finaal documenten voor de implementatie (IGD) die voor openbare raadpleging werden gepubliceerd op de website van ENTSO-e (afgesloten op 21 december 2017)<sup>2</sup>.

### 3.1 Frequentievereisten

#### 3.1.1 Frequentiebereik [art. 13-1 (a)]

Het voorgestelde frequentiebereik en minimale tijdsperiodes zijn de volgende:

Frequentieband	Duur
[47,5 – 48,5[ Hz	30 minuten
[48,5 – 49,0[ Hz	30 minuten
[49,0 – 51,0] Hz	Onbeperkt
]51,0 – 51,5] Hz	30 minuten

Opmerking: Voor PGM's die aangesloten zijn op distributienetten, mogen de beveiligingsinstellingen niet onverenigbaar zijn met dit frequentiebereik, tenzij voor het detecteren van een plaatselijke gebeurtenis (en niet een gebeurtenis in het volledige elektriciteitssysteem).

Bovendien moet in toepassing van de paragrafen 13-1 (a)(ii) en (a)(iii) als volgt worden omgegaan met de bedrijfsperiode in het frequentiebereik van 51,5 Hz tot 52,5 Hz:

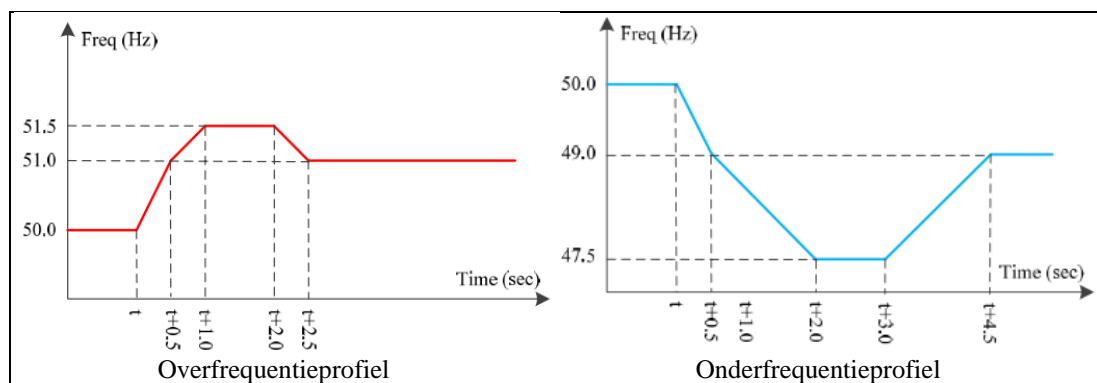
- Als de TSB (Elia) de relevante systeembeheerder is:
  - Voor eenheden van het type B, C en D moet dit worden overeengekomen tussen de RSB (Elia) en de eigenaar van de productie-installatie in de aansluitingsovereenkomst. Daarbij moet rekening gehouden worden met de mogelijke technische capaciteit van de PGM.
  - Voor eenheden van het type A zal de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie hun technische duurcapaciteit meedelen aan de RSB en ter beschikking stellen van de RSB.
- Als de DSB (of de CDSO in hoeverre deze geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald) de relevante systeembeheerder is:
  - Voor eenheden van het type A en B zal de RSB op de hoogte gebracht worden van de technische duurcapaciteit die ter beschikking moet worden gesteld van de RSB. Deze informatie kan verschaft worden tijdens de beoordeling van de typeconformiteit (homologatie).
  - Voor eenheden van het type C moet dit worden overeengekomen tussen de RSB (DSB), in samenspraak met de relevante TSB, en de eigenaar van de productie-installatie in de aansluitingsovereenkomst. Daarbij moet rekening gehouden worden met de mogelijke technische capaciteit van de PGM.

#### 3.1.2 Ongevoeligheid voor frequentiegradiënt [art. 13.1(b)]

Voor het bepalen van de voorgestelde ongevoeligheid voor frequentiegradiënt wordt rekening gehouden met de frequentie versus het tijdsprofiel, zoals te zien is op Afbeelding 3, met een expliciete meettechniek die 2 Hz/s voor een duur van 500 ms in acht neemt. Voor PGM's die aangesloten zijn op

<sup>2</sup> [https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-4/consult\\_view/](https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-4/consult_view/)

een transmissienet en een beroep doen op Loss Of Main (LOM)-detectie die gebaseerd is op de meting van de frequentiegradiënt, mogen de beveiligingsinstellingen niet onverenigbaar zijn met de eisen voor de ongevoeligheid voor frequentiegradiënt, tenzij voor het detecteren van een plaatselijke gebeurtenis (en niet een gebeurtenis in het volledige elektriciteitssysteem).



Afbeelding 3 Voorgestelde frequentiestabiliteit versus tijd

### 3.1.3 Loss of Main-beveiliging geïnitieerd door frequentiegradiënt [art. 13.1(b)]

Voor alle PGM's kan een Loss of Main (LOM) op basis van de frequentiegradiënt gebruikt worden in coördinatie met de TSB.

Voor PGM's die aangesloten zijn op het transmissienet en een beroep doen op LOM-detectie die gebaseerd is op de meting van de frequentiegradiënt moet de drempelwaarde hoger zijn dan 2 Hz/s gedurende 500 ms. Merk op dat andere, alternatieve instellingen voor LOM-detectie niet onverenigbaar mogen zijn met de eisen voor de frequentiestabiliteit, tenzij voor het detecteren van een plaatselijke gebeurtenis (en niet een gebeurtenis in het hele elektriciteitssysteem). Om technische redenen en redenen van netveiligheid kunnen lagere drempelwaarden geval per geval overeengekomen worden.

Voor PGM's die aangesloten zijn op distributienetten (of op een CDSO net, in hoeverre deze geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald) kan een Loss of Mains-beveiliging op basis van een meting van de frequentiegradiënt voorgeschreven worden door de (C)DSB. In overeenstemming met art 13.1(b) schrijven de openbare DSB's in coördinatie met de TSB een standaardinstelling voor van 1 Hz/s. In dergelijke gevallen ontkoppelt de interfacebeveiliging de PGM voordat het volledige frequentiebereik benut wordt. Desalniettemin voeren de openbare DSB's onderzoek naar nieuwe beveiligingsstrategieën om tot een betere coördinatie te komen.

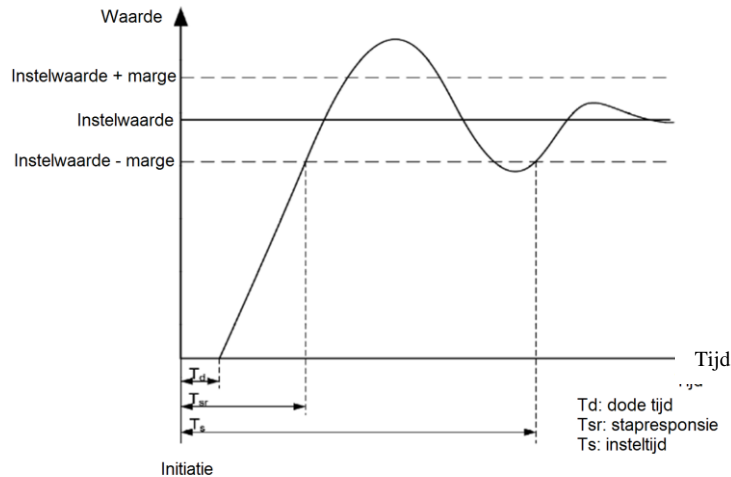
### 3.1.4 Gelimiteerde frequentiegevoelige modus – Overfrequentie (LFSM-O) [art. 13-2 (a-g)]

Het bepalen van de niet-limitatieve eisen betreffende de LFSM-O-functie wordt gecoördineerd tussen TSB's in de synchrone continentaal-Europese zone. Aangezien frequentieproblemen een invloed hebben op het volledige systeem, is een geharmoniseerde instelling van deze parameters binnen een synchrone zone wenselijk. Zo niet kan zich een negatief effect voordoen, wat de noodsituaties na het activeren van de LFSM-O nog kan verergeren. Automatische ontkoppeling en opnieuw koppelen zoals omschreven in 13-2 (b) is niet standaard toegelaten.

Het voorstel houdt rekening met het gedrag van systeemtransiënten en de behoefte aan een toereikende frequentieresponsreactie, met de responsprestaties en met de verschillende PGM-technologieën.

De PGM-respons houdt rekening met de volgende aspecten, zoals te zien is op Afbeelding 4:

- De dode tijd ( $T_d$ ) is de tijd vanaf de frequentieverandering tot het begin van de respons;
- De stapresponstijd ( $T_{sr}$ ) is de tijd vanaf de frequentieverandering tot het moment waarop de respons voor het eerst het tolerantiebereik bereikt;
- De stabilisatietijd ( $T_s$ ) is de tijd vanaf de frequentieverandering tot het moment waarna de overeenkomstige respons binnen de tolerantieband van de ingestelde waarde blijft.



Afbeelding 4: Definitie van de PGM-responsparameters

De onderstaande eisen gelden voor alle PGM's:

- De statiekinstelling bedraagt 5% en is selecteerbaar binnen een bereik van 2% en 12%;
- Frequentiedrempelwaarde voor activering 50,2 Hz;
- Dode tijd: standaard is deze zo snel als technisch mogelijk (geen intentionele vertraging), specifieke voorschriften kunnen worden toegepast in overeenstemming met de TSB;
- Eens het minimumregelniveau bereikt is, zal de bedrijfsmodus voortgezet worden op hetzelfde niveau (geen verdere afname voor verdere frequentietoename).

De statiek wordt gedefinieerd aan de hand van de volgende formule:

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

Hierbij is  $\Delta P$  de verandering in werkzaam vermogen van the PGM;  $f_n$  is de nominale frequentie (50 Hz) in het net en  $\Delta f$  is de frequentie-afwijking in het net. Bij te hoge frequenties, waar  $\Delta f$  hoger is dan  $\Delta f_1$ , zal de PGM haar werkzaam vermogen in de neagatieve zin moeten aanpassen in overeenstemming met de statiek  $s$ .

De NC RfG voorziet twee opties om  $P_{ref}$  voor power park modules te bepalen:  $P_{max}$  of het eigenlijk werkzaam vermogen op het moment dat de LFSM-drempel bereikt wordt. Om een correcte respons van het werkzaam vermogen te verkrijgen op een gebeurtenis die resulteert in hoge of lage frequentie (ongeacht het aantal elektriciteitsproductie-eenheden die in gebruik zijn), wordt het referentiewerkzaam vermogen  $P_{ref}$  toegekend op basis van de verwachte capaciteit:

- $P_{ref}$  is standaard het eigenlijk werkzaam vermogen (op het moment van activering) voor PPM.
- $P_{ref}$  kan alternatief ook als  $P_{max}$  gedefinieerd worden voor PPM's die verwacht worden om grotendeels op of omtrent de maximumcapaciteit te werken (bijvoorbeeld voor offshore-windparken die aangesloten zijn op het transmissienet);

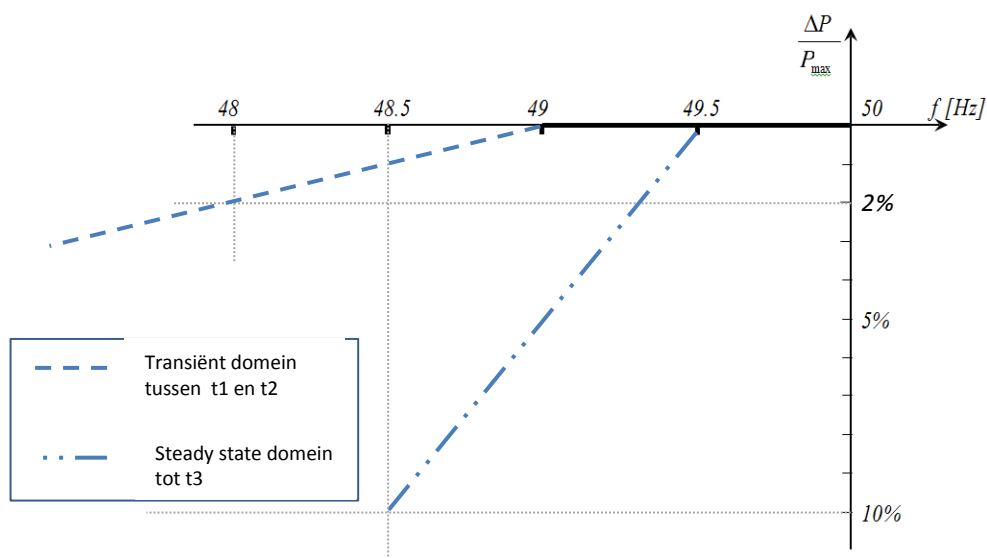
Voor SPGM:

Parameters (SPGM)	Voor vermogenstoename	Voor vermogensafname
<b>Stapresponstijd</b>	≤ 5 minuten voor een toename van het werkzaam vermogen van 20% Pmax (een trage reactie is niet van toepassing in het geval van een toename die snel – enkele seconden – volgt op een afnamefase)	≤ 8 seconden voor een afname van het werkzaam vermogen van 45% Pmax
<b>Stabilisatietijd</b>	≤ 6 minuten voor een toename van het werkzaam vermogen (een trage reactie is niet van toepassing in het geval van een toename die snel – enkele seconden – volgt op een afnamefase)	≤ 30 seconden voor een afname van het werkzaam vermogen

Voor PPM:

Parameters (PPM)	Voor vermogenstoename	Voor vermogensafname
<b>Stapresponstijd</b>	<p><i>Voor opwekking van windenergie:</i>            ≤ 5 seconden voor een toename van het werkzaam vermogen van 20% Pmax (bij een werkzaam vermogen &lt;50% van maximaal vermogen mag een tragere reactietijd toegepast worden, echter deze reactietijd dient nog steeds zo snel te zijn als technisch haalbaar, en mag in geen geval langer zijn dan 5 s)</p> <p><i>Voor de rest:</i>            ≤ 10 seconden voor een toename van het werkzaam vermogen van 50% Pmax</p>	≤ 2 seconden voor een afname van het werkzaam vermogen van 50% Pmax
<b>Stabilisatietijd</b>	≤ 30 seconden voor een toename van het werkzaam vermogen	≤ 20 seconden voor een afname van het werkzaam vermogen

### 3.1.5 Toegestane maximale reductie van vermogen bij dalende frequentie [art. 13-4]



Afbeelding 5 Maximaal toegestane reductie van het werkzaam vermogen ten opzichte van de maximale productiecapaciteit voor transiënte en stationaire domeinen

Voor PPM's gelden de volgende beperkingen:

- Boven 49 Hz kan er geen reductie van het werkzaam vermogen toegelaten worden.
- Onder 49 Hz kan een reductie van het werkzaam vermogen toegelaten worden met een maximum actieve vermogensreductie van 2% per Hz (hoewel niet verwacht wordt dat er onder 49 Hz technische limieten zijn.)

Voor SPGM's, teneinde systeembehoeften en technologische beperkingen in acht te nemen, worden afzonderlijke profielen voor het transiënte en het stationaire domein voorzien. Indien er geen technische beperkingen<sup>3</sup> zijn om het werkzaam vermogen te handhaven, moet een reductie van het werkzaam vermogen vermeden worden.

Tabel 2 behandelt de vereisten die tijdens de transiënte periode van de PGM's verwacht worden. Zo wordt verwacht de grens van 2% reductie van het werkzaam vermogen per Hz ten opzichte van de maximale productiecapaciteit gedurende maximaal 30 seconden te respecteren. Dit maakt het voor andere frequentieregelingsmiddelen mogelijk om in te grijpen. Tijdens de stationaire periode mogen de PGM's indien nodig het werkzaam vermogen ten opzichte van het maximaal uitgangsvermogen verminderen. Ze moeten hierbij de grens van 10% / Hz respecteren.

Tabel 2 Eisen voor maximaal toegestane reductie van het werkzaam vermogen ten opzichte van de maximale productiecapaciteit

	Parameter	Eis
Transiënt domein	Frequentiedrempelwaarde	49 Hz
	Helling	2% / Hz
	t 1	≤ 2 seconden
	t 2	30 seconden
Stationair domein	Frequentiedrempelwaarde	49,5 Hz
	Helling	10% / Hz
	t 3	30 minuten

<sup>3</sup> Doorgaans hebben PPM's geen inherente beperkingen die leiden tot een reductie van het werkzaam vermogen ten opzichte van de maximale productiecapaciteit.

---

De standaard toepasselijke omgevingsomstandigheden worden bepaald als volgt:

- Temperatuur: 25 °C
- Hoogte tussen 400 m en 500 m
- Vochtigheid: tussen 15 en 20 g H<sub>2</sub>O/Kg

Het controleren of aan deze voorwaarden is voldaan zal gebeuren via een homologerende certificering of geval per geval in samenspraak met de eigenaar van PGM.

### **3.1.6 Logische interface om de injectie van werkzaam vermogen te stoppen [art. 13-6]**

Het recht om bijkomende apparatuur te vragen om de logische interface op afstand te kunnen bedienen zal tijdig door de relevante systeembeheerder worden bevestigd.

### **3.1.7 Automatische koppeling [art. 13-7]**

Automatische koppeling is toegestaan voor alle eenheden van het type A en eenheden van het type B aangesloten op het net van de DSB, die bijgevolg de RSB is (of op een CDSO net, in hoeverre deze geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald), mits aan de volgende voorwaarden is voldaan:

1. Frequentie tussen 49,9 Hz en 50,1 Hz; en
2. spanning tussen 0,85 Un en 1,10 Un; en
3. als aan de bovenstaande voorwaarden voldaan is, geldt een minimale observatietijd van 60 seconden.

Na de aansluiting is een aanpasbare begrenzing van de gradiënt van toename van het werkzaam vermogen  $\leq 20\%$  van Pmax/minuten van toepassing en dient in overeenstemming met de operationele eis vastgelegd te worden.

Wanneer automatische herkoppeling gebeurt volgend op een verstoring in het net, dan is de maximale toegestane gradiënt voor het werkzaam vermogen 10% van Pmax per minuut.

Voor andere types (type B aangesloten op transmissiesysteem, type C) is automatische koppeling afhankelijk van een individuele toestemming die in de individuele aansluitingscontracten moet worden vastgelegd.

---

## 4 Eisen voor type B

Naast de vereisten voor type A wordt het volgende gevraagd.

### 4.1 Beheer van de frequentiestabiliteit en het werkzaam vermogen

#### 4.1.1 Afname van het werkzaam vermogen via besturing op afstand [art. 14 -2]

Het recht om bijkomende apparatuur te vragen om het werkzaam vermogen vanop afstand te kunnen besturen zal tijdig door de relevante systeembeheerder worden bevestigd.

#### 4.1.1 Automatisch opnieuw koppelen [art. 14-4]

Zoals wordt verwezen in 14-4(a), zijn de voorwaarden onder dewelke de PGM toegelaten is te herkoppelen gedefinieerd als volgt:

1. Frequentie tussen 49,9 Hz en 50,1 Hz; en
2. spanning tussen 0,90 Un en 1,10 Un; en
3. voor bovenstaande voorwaarden geldt een minimale observatietijd van 60 s
4. Wanneer automatische herkoppeling gebeurt volgend op een gebeurtenis in het net, dan is de maximale toegestane gradiënt voor het werkzaam vermogen 10% van Pmax per minuut.

Voor PGM-eenheden van het type B, C en D, waarvoor de TSB de RSB is, is het installeren en uitvoeren van automatisch opnieuw koppelen geval per geval afhankelijk van een toestemming in de individuele aansluitingscontracten. Voor PGMs van type B waarvoor de DSB de relevante RSB is (of de CDSB, in hoeverre deze geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald), is de automatische herkoppeling toegelaten volgens de bepaalde voorwaarden.

## 4.2 Instrumentatie [art. 14-5]

### 4.2.1 Structurele gegevens: elektrische beveiligings- en regelconcepten en instellingen [art. 14-5 (a + b)]

Deze specificatie is locatiegebonden: ze moet tijdens het aansluitingsproces geval per geval overeengekomen worden met de relevante systeembeheerder (dit kan de (C)DSB of Elia zijn) en vastgelegd worden in het individuele aansluitingscontract.

### 4.2.2 Uitwisseling van informatie [art. 14-5(d)]

#### 4.2.2.1 Realtime-metingen

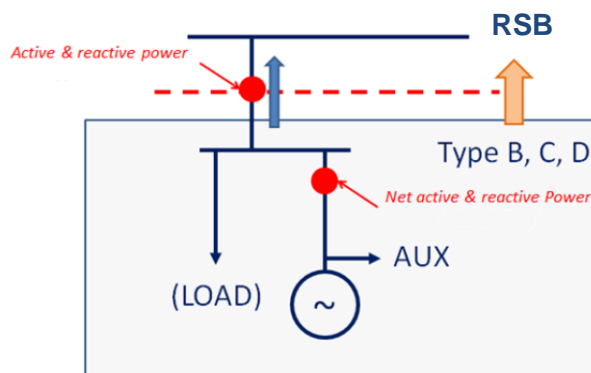
Eisen:

PGM van type B aangesloten op TSB, DSB en CDSB net, in hoeverre deze CDSB geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald:

- Positie van de onderbrekers op het aansluitpunt (of een ander met de TSB/DSB overeengekomen interactiepunt);
- werkzaam vermogen en blindvermogen op het aansluitpunt (of een ander met de TSB/DSB overeengekomen interactiepunt); en
- netto werkzaam vermogen en blindvermogen van elektriciteitsproductie-installatie in het geval van een elektriciteitsproductie-installatie met ander verbruik dan eigenbedrijfsverbruik.



Indien het technisch niet haalbaar is deze informatie mee te delen, kunnen het bruto werkzaam vermogen en het blindvermogen van de elektriciteitsproductie-installatie aanvaard worden, maar dit moet geval per geval tijdens het aansluitingsproces met de relevante systeembeheerder (dit kan de (C)DSB of TSB zijn) overeengekomen worden en vastgelegd worden in het individuele aansluitingscontract.



Afbeelding 6: Verduidelijking van het concept van netto- en brutometing.

Realtime-metingen worden gedefinieerd als metingen (weergave van de huidige staat van een installatie) die bijgewerkt worden tegen een hoger tempo (snellere bijwerkingsfrequentie) dan één minuut.

Voor gegevens die verband houden met automatische belasting-frequentieregelingprocessen en flexibele productie, mag dit niet meer bedragen dan 10 s.

Voor andere doeleinden moet het zo snel mogelijk zijn en in geen geval langer dan een minuut.

Merk op dat de relevante systeembeheerders mogelijk andere realtime-metingen nodig hebben, afhankelijk van de locatie van de PGM, het soort primaire aandrijving en de mogelijkheid tot meten. Tijdens de aansluitingsprocedure van de eenheid worden de exacte lijst met uit te wisselen signalen, de communicatieprotocollen en de infrastructuureisen meegedeeld door de relevante systeembeheerder<sup>4</sup>.

## 4.3 Eisen voor type B – SPGM

### 4.3.1 Capaciteit om blindvermogen te leveren - SPGM [art. 17-2(a)]

*De vereiste blindvermogencapaciteiten moeten beschikbaar gesteld worden aan de primaire zijde van de SPGM, indien die er is; zo niet moet eraan voldaan worden aan de draaistroomgeneratorsluitklemmen.*

*De vereisten hebben ook toepassing op SPGM's aangesloten aan de TSB, publieke DSB's of CDSB's (in hoeverre de CDSB geen afzonderlijke of afwijkende NC RfG eisen heeft bepaald).*

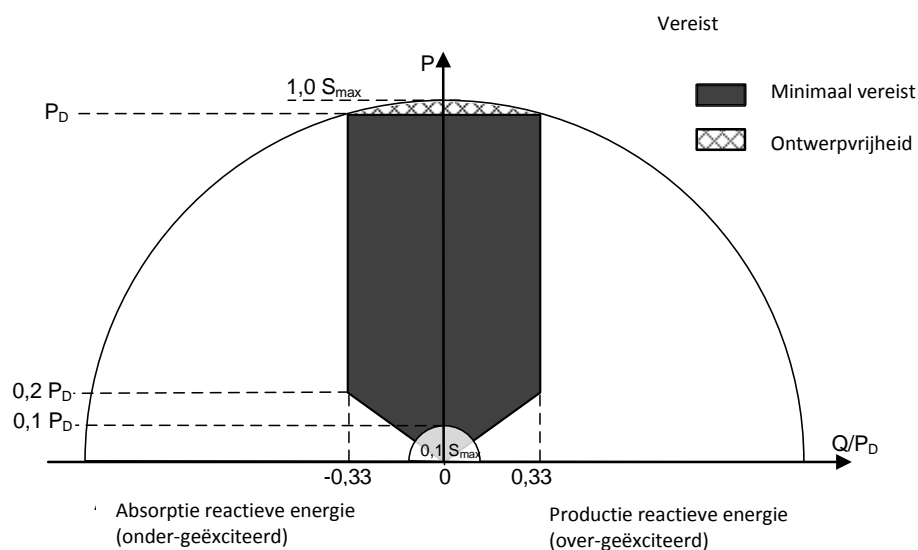
Voor SPGM's van het type B wordt de eis met betrekking tot de capaciteit voor het leveren van blindvermogen bepaald door het Q/P-profiel dat te zien is op afbeelding 7, waarbij de beperkingen gebaseerd zijn op nominale stroom bij een hoog werkzaam vermogen, en door een blindvermogen (Q) dat beperkt is tot -33% en +33% van PD, waarbij PD het maximale werkzaam vermogen is dat geproduceerd kan worden bij het maximale gevraagde blindvermogen (dus gelijk aan  $0,95 \cdot S_{nom}$ ).

Wat andere spanningen dan 1 pu betreft, geeft afbeelding 8 het vereiste  $U/U_c$ -Q/P<sub>D</sub>-profiel weer. (Merk op dat voor het 380 kV net 1 pu overeenkomt met 400 kV).

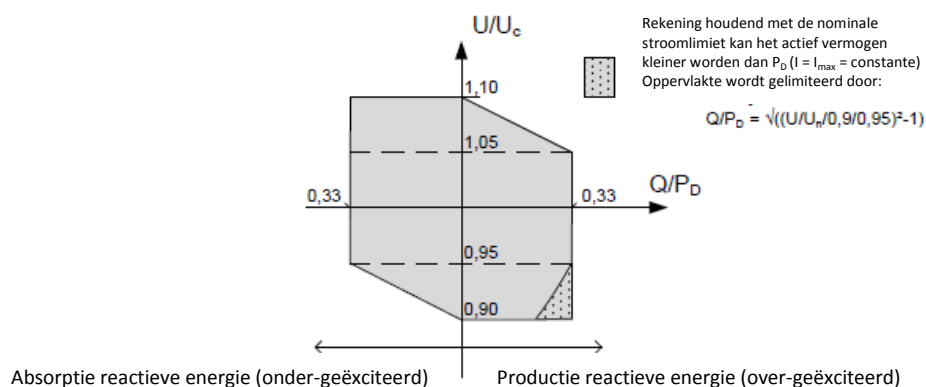
<sup>4</sup> Aangezien normeringen in de toekomst kunnen veranderen zal ELIA specificaties betreffende communicatieprotocollen beschikbaar stellen op haar website.

Merk op dat de effectief resulterende beschikbaar capaciteit van de SPGM op het *aansluitingspunt* (dit kan verschillen van de SPGM-klemmen) moet worden meegedeeld, aangetoond en ter beschikking gesteld van de relevante systeembeheerder tijdens de aansluitingsprocedure.

De eigenaar van het SPGM mag het gebruik van de capaciteit voor het leveren van blindvermogen niet weigeren zonder technische rechtvaardiging. Daarom wordt verwacht dat de capaciteiten van de eenheid niet beperkt worden om te voldoen aan de minimumeisen, maar dat de volledige capaciteit benut wordt om de stabiliteit van het systeem te ondersteunen, zoals in de overeenkomst is aangegeven.



Abbeelding 7: Capaciteitscurve voor SPGM type B



Abbeelding 8:  $U/U_c$ - $Q/P_D$ -profiel voor SPGM van het type B als weergave van de eisen inzake blindvermogen voor andere spanningen dan 1 pu.

### 4.3.2 Spanningsregeling SPGM type B [art. 17-2 (b)]

Wat het spanningsregelingssysteem betreft, wordt een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid (SPGM) van het type B uitgerust met een permanent automatisch bekrachtigingsregelsysteem dat een constante draaistroomgeneratoroklemspanning kan leveren aan een op afstand selecteerbare referentiewaarde, zonder instabiliteit over het gehele bereik van de synchrone productie-eenheid. Dit betekent dat deze SPGM in staat zal zijn de spanning te regelen met 2 regelmodi:

- $Q_{fix}$ : een constant blindvermogen handhaven binnen de  $P/Q$ -capaciteiten van afbeelding 7.
- $Q(U)$ : een constante draaistroomgeneratorspanning handhaven binnen de  $P/Q$ -capaciteiten van afbeelding 7.
- Voor deze regelingssystemen moet het setpoint vanop afstand instelbaar zijn

Noteer: Andere blindvermogen controle modi die nodig zijn voor lokaal beheer van het distributiesysteem, kunnen aangevraagd worden door de DSB en CDSB (in hoeverre deze CDSB geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald)

### 4.3.3 Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen voor SPGM [art. 14-3]

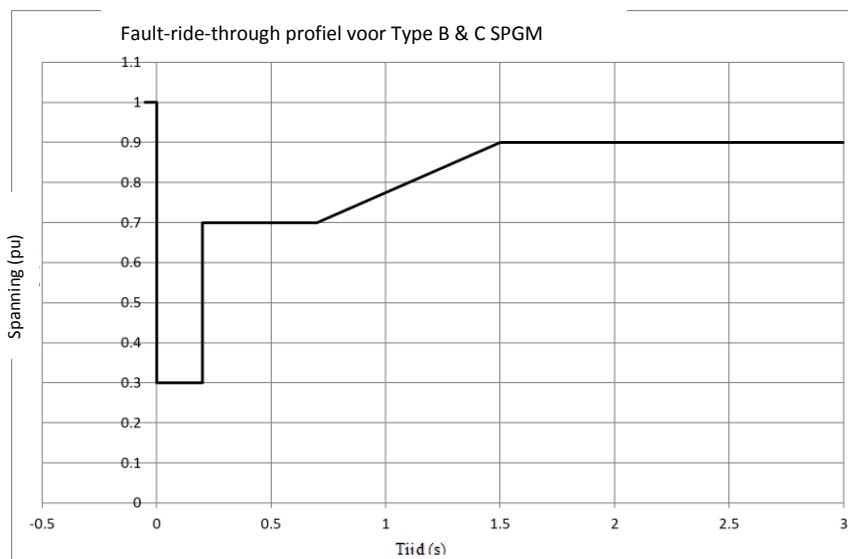
*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt).*

De SPGM dient in staat te zijn om het netwerk te ondersteunen tijdens snelle transiënte spanningen en kortsluitingen van het netwerk waarvoor het profiel van spanning versus tijd Fault-Ride-Through (FRT) wordt genoemd. SPGM zal aan de eisen van de onderstaande afbeelding voldoen, waarbij de SPGM op het net aangesloten blijft zolang de spanning tijdens de fase met de lagere spanning hoger is dan het profiel.

Er wordt echter aanbevolen om aangesloten te blijven zolang de technische capaciteiten van de PGM dit toestaan. Hetzelfde profiel geldt voor asymmetrische fouten.

De voorgestelde fault-ride-through-parameters zijn te zien in de onderstaande afbeelding.

Een spanning  $U=1$  pu vertegenwoordigt de nominale spanning (gekoppeld) op het aansluitpunt.



Afbeelding 9: FRT-eis voor SPGM type B en C

Tabel 3: Parameters van de FRT-eisen voor SPGM van type B en C.

Spanningsparameters [pu]	Tijdparameters [seconden]
$U_{ret} = 0,3$	$t_{clear} = 0,2$
$U_{clear} = 0,7$	$t_{rec1} = t_{clear}$
$U_{rec1} = 0,7$	$t_{rec2} = 0,7$
$U_{rec2} = 0,9$	$t_{rec3} = 1,5$

De in acht genomen parameters voor het berekenen van de fault-ride-through-capaciteit (bijv. kortsluitvermogen vóór en na de storing, bedrijfspunt vóór de storing van de SPGM enz.) worden door de TSB meegedeeld op verzoek van de eigenaar van de productie-installatie tijdens het aansluitingsproces.

Voor eenheden aangesloten aan een DSB worden de vereisten standaard getoetst aan de hand van een certificering.

In overeenstemming met art. 14.3(a)(vii) kan de RSB nauwere settings specificeren voor de minimale spanningsbeveiliging.

#### 4.3.4 Herstel van het werkzaam vermogen na storing - SPGM [art. 17-3]

Er wordt vereist dat SPGM's van het type B in staat zijn om na een storing het werkzaam vermogen te herstellen.

Voor SPGMs van type B aangesloten op een DSB waarvoor de publieke DSB of CDSB (in hoeverre de CDSB geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald) de RSB is, is de standaard vereiste om het werkzaam vermogen te herstellen na storing vastgelegd op 3 seconden. Een andere vereiste kan locatiegebonden worden afgesproken gedurende het aansluitingsproces met de RSB in samenspraak met de TSB en dient te worden vastgelegd in het aansluitingscontract.

Voor alle andere SPGMs, worden de waarden van de grootte en tijd voor het herstel van het werkzaam vermogen zullen locatiegebonden specificaties zijn: ze dienen geval per geval te worden overeengekomen met de TSB tijdens het aansluitingsproces en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract.

### 4.4 Eisen voor type B – PPM

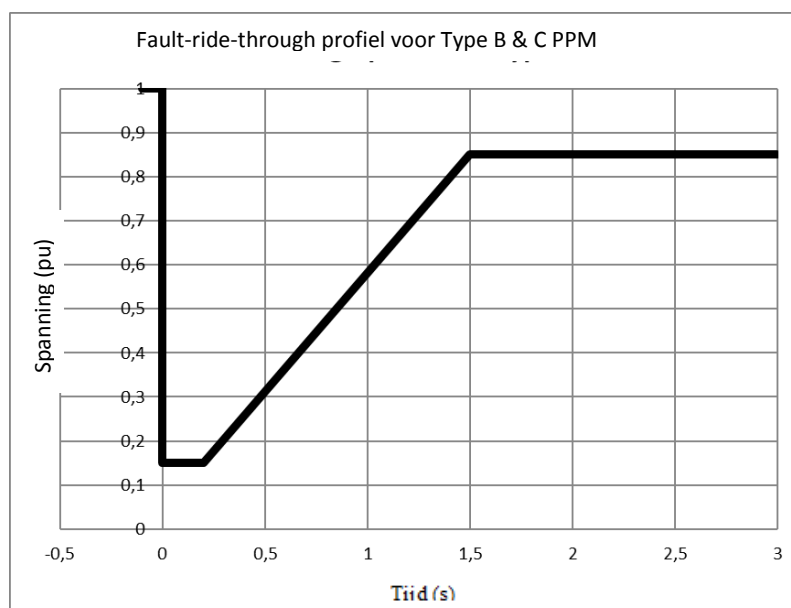
#### 4.4.1 Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen - PPM [art. 14.3]

*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitpunt.*

De PPM-eenheid dient in staat te zijn om het netwerk te ondersteunen tijdens snelle transiënte spanningen en kortsluitingen van het netwerk waarvoor het profiel van spanning versus tijd Fault-Ride-Through (FRT) wordt genoemd. De PPM dient te voldoen aan de eisen van Afbeelding 10 (de evolutie van de minimumspanning op het aansluitpunt), waarbij de PPM op het net aangesloten blijft zolang de spanning tijdens de fase met de lagere spanning hoger is dan het profiel van Afbeelding 10. Er wordt echter aanbevolen om aangesloten te blijven zolang de technische capaciteiten van de PPM dit toestaan. Hetzelfde profiel geldt voor asymmetrische fouten.

De voorgestelde fault-ride-through-parameters zijn te zien in Tabel 4.

Een spanning  $U=1$  pu vertegenwoordigt de nominale spanning (gekoppeld) op het aansluitpunt.



Afbeelding 10: FRT-eis voor PPM type B en C

Tabel 4: Parameters van de FRT-eisen voor PPM's van type B en C.

Spanningsparameters [pu]	Tijdparameters [seconden]
Uret=Uclear=Uret1= 0,15	Tclear=trec1=trec2= 0,2
Urec2 = 0,85	trec 3=1,5

In overeenstemming met art. 14.3(a)(vii) kan de RSB nauwere instellingen specificeren voor de minimale spanningsbeveiliging.

#### 4.4.2 Capaciteit inzake blindvermogen - PPM [art. 20-2(a)]

*Aan de vereiste capaciteit om blindvermogen te leveren moet worden voldaan aan de primaire zijde van de machinetransformator, indien die er is; zo niet moet eraan voldaan worden aan de omvormerklemmen.*

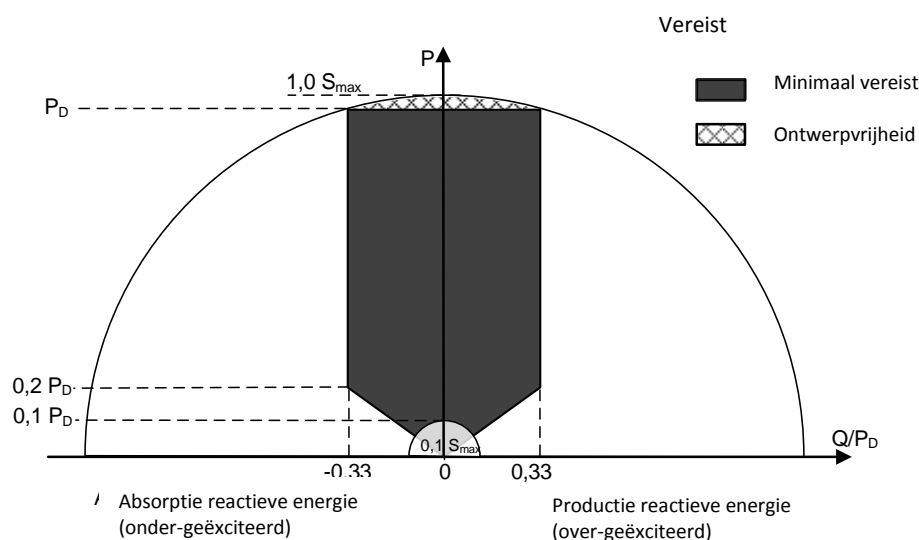
Voor PPM's van het type B wordt de eis met betrekking tot de capaciteit voor het leveren van blindvermogen bepaald door het Q-P-profiel dat te zien is op afbeelding 11, waarbij de beperkingen gebaseerd zijn op nominale stroom bij een hoog werkzaam vermogen, en door een arbeidsfactor (cos(phi)) die bepaald wordt door de 2 punten bij  $Q = -33\%$  en  $+33\%$  van  $P_D$ , waar  $P_D$  het maximale werkzaam vermogen is dat geproduceerd kan worden bij het maximale gevraagde blindvermogen (dus gelijk aan  $0,95 \cdot S_{nom}$ ).

Wat andere spanningen dan 1pu betreft, geeft Afbeelding het vereiste  $U/U_c$ - $Q/P_D$ -profiel weer.

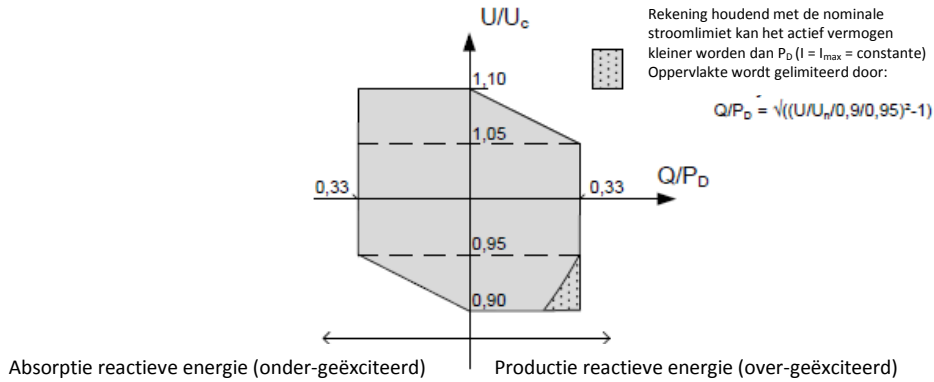
Merk op dat de effectief resulterende beschikbare capaciteit van de PPM op het aansluitingspunt (dit kan verschillen van de PPM klemmen) moet worden meegedeeld, aangetoond en ter beschikking gesteld van de relevante systeembeheerder tijdens de aansluitingsprocedure.

De eigenaar van de PPM mag het gebruik van de capaciteit om blindvermogen te leveren niet weigeren zonder technische rechtvaardiging. Daarom wordt verwacht dat de capaciteiten van de eenheid niet beperkt worden om te voldoen aan de minimumeisen, maar dat de volledige capaciteit benut wordt om de stabiliteit van het systeem te ondersteunen, zoals in de overeenkomst is aangegeven.

Indien de PPM-eenheid al over de capaciteit voor spanningsregeling beschikt, mag zij de relevante systeembeheerder niet weigeren om gebruik te maken van deze capaciteit voor spanningsregeling. In dit geval dienen de instellingen van de regeleenheden met de relevante systeembeheerder te worden overeengekomen.



Afbeelding 11: Capaciteitscurve voor PPM type B



Afbeelding 12: U-Q/P<sub>D</sub>-profiel voor PPM van het type B als weergave van de eisen inzake blindvermogen voor andere spanningen dan 1pu.

Noteer: de blindvermogen controle modi die nodig zijn voor lokaal beheer van het distributiesysteem, kunnen aangevraagd worden door de DSB en CDSB (in hoeverre deze CDSB geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald)

#### 4.4.3 Foutstroom en ondersteuning voor dynamische spanning [art. 20-2 (b en c)]

De PPM-eenheid zal in staat zijn om bijkomende blindstroom te injecteren/absorberen in vergelijking met de toestand vóór de storing in omstandigheden met lage en hoge spanning tot het maximum van haar capaciteit.

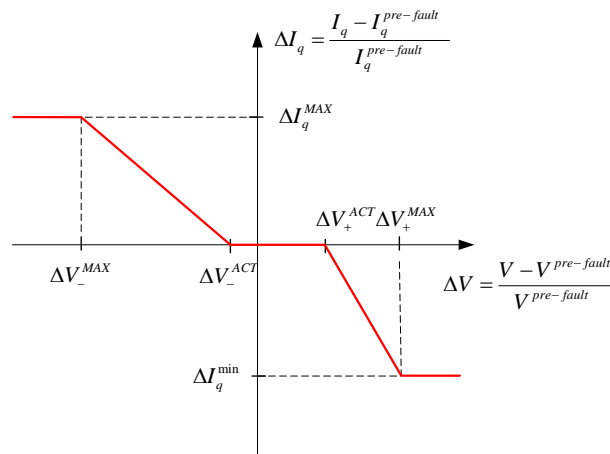
De extra geïnjecteerde/geabsorbeerde blindstroom zal een functie zijn van de positieve spanning op het aansluitpunt.

De kenmerken voor de vereiste extra injectie van blindstroom worden toegelicht in afbeelding 13.

Voor spanningen binnen de dode zone [ $\Delta V_-^{act}$ ,  $\Delta V_+^{act}$ ], dient de PPM-eenheid de normale spanningsregelmodus te volgen.

De injectie of absorptie van extra blindstroom zal uitgevoerd worden door de PPM met een minimale vertraging vanaf de detectie van de over-/onderspanning,  $t_{Iq}^{act}$ . De functionaliteit dient actief te blijven gedurende minstens  $t_{Iq}^{on}$  en kan gedeactiveerd worden als de spanning terugkeert en binnen [ $\Delta V_-^{act}$ ,  $\Delta V_+^{act}$ ] blijft gedurende langer dan  $t_{Iq}^{off}$ .

De parameters van deze functionaliteit die binnen het normale operationele bereik van de installatie liggen, de activeringsvertragingen, de dode band en de activeringsduur moeten geval per geval worden overeengekomen in het aansluitingscontract en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder (dit kan de (C)DSB of Elia zijn) in samenspraak met de relevante TSB. Deze parameters zijn dus locatiegebonden eisen.



Afbeelding 13: Injectie van extra blindstroom

---

Voor de betrouwbare detectie van asymmetrische storingen moet de PPM-eenheid bijdragen tot de storing met normale, inverse en homopolaire stroom. De bijdrage aan de kortsluiting moet geval per geval overeengekomen worden tijdens het aansluitingsproces en vastgelegd worden in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder (dit kan de (C)DSB of Elia zijn), in samenspraak met de relevante TSB. Deze parameter is dus een locatiegebonden eis.

Voor type B PPMs aangesloten op distributienetten zal de DSB refereren naar de vereisten beschreven in de toekomstige Europese standaard EN50549-2.

#### **4.4.4 Herstel van het werkzaam vermogen na storing [art. 20-3]**

Voor PPMs aangesloten op het transmissienet, moeten de parameters van deze functionaliteit en de activering ervan geval per geval worden overeengekomen tijdens het aansluitingsproces met de relevante TSB en te worden vastgelegd in het individuele aansluitingscontract. Deze parameters zijn dus locatiegebonden eisen.

Voor PPMs van type B aangesloten op distributienetten, waarvoor de openbare DSB of de CDSB (in hoeverre deze CDSB geen afzonderlijke of uiteenlopende NC RfG eisen van algemene toepassing heeft bepaald) de RSB is, is de standaard vereiste om het werkzaam vermogen te herstellen vastgelegd op 90% van het pre-fault vermogen en dit binnen 1 seconde. Een andere vereiste kan locatiegebonden worden afgesproken gedurende het aansluitingsproces met de RSB in samenspraak met de TSB en dient te worden vastgelegd in het aansluitingscontract



## 5 Eisen voor type C

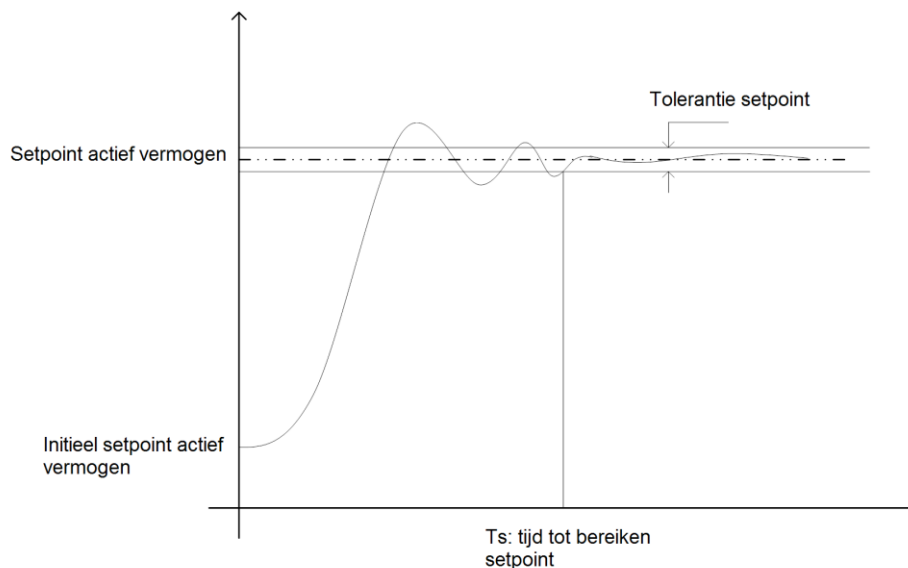
Naast de relevante specificaties voor type B wordt het volgende gevraagd.

### 5.1 Beheer van de frequentiestabiliteit en het werkzaam vermogen

#### 5.1.1 Regelbaarheid en regelbereik van het werkzaam vermogen [art. 15-2 (a-b)]

De relevante TSB stelt de tijdsperiode vast waarbinnen de aangepaste referentiewaarde voor het werkzaam vermogen moet worden bereikt. De relevante TSB stelt een tolerantie vast (afhankelijk van de beschikbaarheid van de primaire aandrijving) die geldt voor de nieuwe referentiewaarde, alsook de tijd waarbinnen die moet worden bereikt, zoals in de onderstaande afbeelding te zien is.

De minimumperiode om de referentiewaarde voor het werkzaam vermogen te bereiken, zou worden gedefinieerd in het aansluitingscontract in overeenstemming met de technische op- en afregelcapaciteiten. Daarom wordt dit afhankelijk van de technologie tijdens het aansluitingsproces geval per geval overeengekomen en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder. Deze parameters zijn dus locatiegebonden eisen.



Afbeelding 14: Tolerantie en tijdsduur voor de toepassing van een nieuwe referentiewaarde voor het werkzaam vermogen

Met betrekking tot lokale maatregelen als het automatische externe apparaat buiten dienst is, bedraagt de minimumtijd om de referentiewaarde te bereiken 15 minuten voor een tolerantie van 10% van de referentiewaarde voor het werkzaam vermogen.

#### 5.1.2 Gelimiteerde frequentiegevoelige modus – onderfrequentie (LFSM-U) [art. 15-2 (c)]

Net als bij de LFSM-O-eisen is het zo dat, om rekening te houden met het gedrag van systeemtransiënten en de behoefte aan een toereikende frequentieresponsreactie, het voorstel de responsprestaties behandelt, waarbij het de verschillende PGM-technologieën in acht neemt. De levering van werkzaam vermogen in functie van de frequentie is onderworpen aan the aspecten beschreven in art. 15.2(c)(ii).

De onderstaande eisen gelden voor alle PGM's:

- De statiekinstelling bedraagt 5% en is selecteerbaar binnen een bereik van 2% en 12%;
- Frequentiedrempelwaarde voor activering 49,8 Hz;
- Dode tijd: zo snel als technisch mogelijk, geen opzettelijke vertraging is voorzien.

De statiek wordt gedefinieerd aan de hand van de volgende formule:

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

Hierbij is  $\Delta P$  de verandering in werkzaam vermogen van the PGM;  $f_n$  is de nominale frequentie (50 Hz) in het net and  $\Delta f$  is de frequentie afwijking in het net. Bij te hogefrequenties waar  $\Delta f$  hoger is dan  $\Delta f_1$ , zal de PGM haar werkzaam vermogen in de neagtieve zin moeten aanpassen in overeenstemming met de statiek  $s$ .

De NC RfG voorziet twee opties om  $P_{ref}$  voor power park modules te bepalen:  $P_{max}$  of het eigenlijk werkzaam vermogen op het moment dat de LFSM-drempel bereikt wordt. Om een correcte respons van het werkzaam vermogen te verkrijgen op een gebeurtenis die resulteert in hoge of lage frequentie (ongeacht het aantal elektriciteitsproductie-eenheden die in gebruik zijn), wordt het referentie-werkzaam vermogen  $P_{ref}$  daarom toegekend:

- $P_{ref}$  is standaard het eigenlijk werkzaam vermogen (op het moment van activering) voor PPM.
- $P_{ref}$  kan alternatief ook als  $P_{max}$  gedefinieerd worden voor PPM's die verwacht worden om grotendeels op of omtrent de maximumcapaciteit te werken (bijvoorbeeld voor offshore windparken die aangesloten zijn op het transmissienet);

Voor SPGM:

Parameters (SPGM)	Voor vermogenstoename	Voor vermogensafname
<b>Stapresponsstijd</b>	≤ 5 minuten voor een toename van het werkzaam vermogen van 20% $P_{max}$ (een trage reactie is niet van toepassing in het geval van een toename die snel – enkele seconden – volgt op een afnamefase)	≤ 8 seconden voor een afname van het werkzaam vermogen van 45% $P_{max}$
<b>Stabilisatietijd</b>	≤ 6 minuten voor een toename van het werkzaam vermogen (een trage reactie is niet van toepassing in het geval van een toename die snel – enkele seconden – volgt op een afnamefase)	≤ 30 seconden voor een afname van het werkzaam vermogen

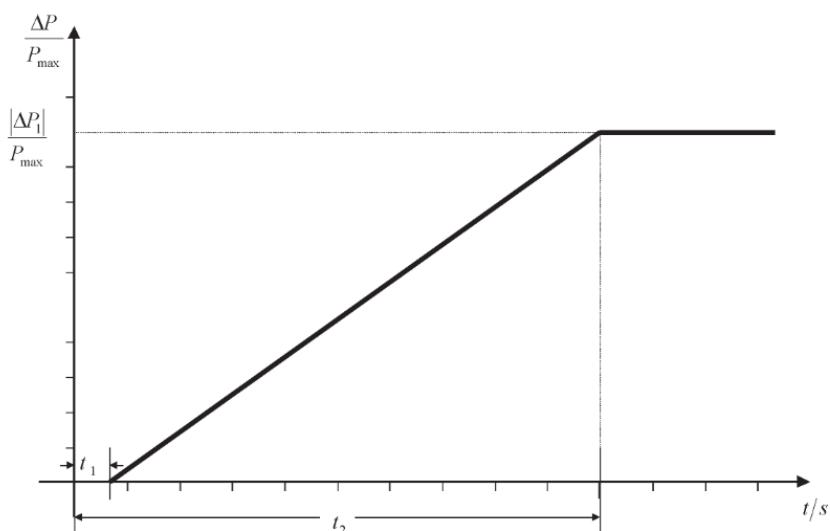
Voor PPM:

Parameters (PPM)	Voor vermogenstoename	Voor vermogensafname
<b>Stapresponsstijd</b>	<p><i>Voor opwekking van windenergie:</i>            ≤ 5 seconden voor een toename van het werkzaam vermogen van 20% <math>P_{max}</math> (bij een werkzaam vermogen &lt;50% van maximaal vermogen mag een tragere reactietijd toegepast worden, echter deze reactietijd dient nog steeds zo snel te zijn als technisch haalbaar, en mag in geen geval langer zijn dan 5 s)</p> <p><i>Voor de rest:</i>            ≤ 10 seconden voor een toename van het werkzaam vermogen van 50% <math>P_{max}</math></p>	≤ 2 seconden voor een afname van het werkzaam vermogen van 50% $P_{max}$
<b>Stabilisatietijd</b>	≤ 30 seconden voor een toename van het werkzaam vermogen	≤ 20 seconden voor een afname van het werkzaam vermogen

### 5.1.3 Frequentiegevoelige modus [art. 15.2.d]

De instellingsparameters voor de frequentiegevoelige modus worden hieronder samengevat:

Parameters	Waarden en bereik
Bereik van het werkzaam vermogen $ \Delta P_1 /P_{max}$	Een bereik tussen 2% en 10%
Ongevoeligheid van de frequentierespons	$ \Delta f $ Maximaal 10 mHz
	$ \Delta f /f$ Maximaal 0,02%
Dode band van de frequentierespons	0 mHz en aanpasbaar tussen 0 en 500 mHz (een gecombineerde responsongevoeligheid, mogelijk vertraging en dode band van de respons zullen beperkt worden tot 10 mHz)
Statiek $s_1$	Aanpasbaar tussen 2% en 12% om volledige activering te garanderen $ \Delta P_1 /P_{max}$ voor activering maximumfrequentie (200 mHz)
Pref	Gedefinieerd als $P_{max}$ voor SPGM Gedefinieerd als effectief actief vermogen op het moment dat de frequentiegevoeligheid bereikt werd, of $P_{max}$ gealigneerd met de voorzieningen aangepast aan LFSM-O en LFSM-U.



Afbeelding 15 Capaciteit van de respons van het werkzaam vermogen

Met betrekking tot paragraaf 15.2.(d).iii worden de eisen op het vlak van de tijdsresponskenmerken zoals beschreven in Afbeelding 15 als volgt gedefinieerd:

- $t_1$ : Maximaal 2 seconden voor PGM met inherente inertie en maximaal 500 milliseconden voor PGM zonder inherente inertie
- $t_2$ : Maximaal 30 seconden (15 seconden voor 50% van volledige activering van het werkzaam vermogen)
- duur volledige activering: minimaal 15 minuten

### 5.1.4 Regeling voor het herstel van de frequentie [art. 15-2.e]

Specificaties die geharmoniseerd zijn met TSB's in de synchrone zone in overeenstemming met de System Operation Guidelines (artikelen 154, 158, 161, 165) [8] en de eisen van Elia die momenteel van toepassing zijn, moeten geval per geval worden overeengekomen met de relevante systeembeheerder (dit kan de (C)DSB of Elia zijn) en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract.

---

### **5.1.5 Realtime-monitoring van FSM [art. 15-2.g]**

Specificaties die coherent gedefinieerd zijn in overeenstemming met de System Operation Guidelines (artikelen 47) [8] en de eisen van Elia die momenteel van toepassing zijn, moeten tijdens het aansluitingsproces geval per geval worden overeengekomen met de relevante systeembeheerder (dit kan de (C)DSB of Elia zijn) en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract.

### **5.1.6 Automatische ont koppeling voor spanning buiten het bereik [art. 15-3]**

Automatische ont koppeling als gevolg van over- of onderspanningen wordt niet als een algemene vereiste, maar als een locatiegebonden eis beschouwd. De activering, waarden en instellingen van deze functionaliteit dienen geval per geval te worden overeengekomen tijdens het aansluitingsproces door de relevante systeembeheerder in samenspraak met de relevante TSB en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder. De netwerkgebruiker zal de instellingen van de ont koppelingsrelais moeten valideren bij de relevante TSB.

Automatisch opnieuw koppelen met het netwerk na een ont koppeling is niet toegelaten en dient te worden gecoördineerd met de relevante TSB.

### **5.1.7 Snelheid van de wijziging van het werkzaam vermogen [art. 15-6(e)]**

Minimum- en maximumgrenzen voor het op- en afregelen (opwaarts en neerwaarts) van het werkzaam vermogen dienen geval per geval te worden overeengekomen tijdens het aansluitingsproces door de relevante systeembeheerder in samenspraak met de relevante TSB en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder.

De grenzen voor het op- en afregelen moeten locatiegebonden bepaald worden, waarbij in overeenstemming met de System Operation Guidelines [8] rekening moet worden gehouden met de technologie voor de primaire aandrijving. Deze grenzen dienen te worden bepaald door de relevante systeembeheerder in overleg met de TSB.

## **5.2 Systeemherstel [art. 15-5]**

De NC RfG bepaalt strengere eisen met betrekking tot systeemherstel dan het Federaal Technisch Reglement [4].

### **5.2.1 Capaciteit om deel te nemen aan eilandbedrijf [art. 15.5(b)]**

Er wordt niet vereist dat PGM's van het type C deelnemen aan eilandbedrijf. Wel wordt vereist dat ze in staat zijn om naar eigenbedrijfsbelasting over te schakelen en dat ze in staat zijn tot een snelle hersynchronisatie, zoals aangegeven in 15-5(c).

### **5.2.2 Capaciteit tot snelle hersynchronisatie [art. 15-5(c)]**

Wat de capaciteit tot snelle hersynchronisatie betreft:

- i. In het geval van ont koppeling van de elektriciteitsproductie-eenheid van het net is die elektriciteitsproductie-eenheid in staat tot snelle hersynchronisatie overeenkomstig de beveiligingsstrategie die overeengekomen is tussen de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB en de elektriciteitsproductie-installatie.  
De strategie voor snelle hersynchronisatie moet geval per geval met de relevante TSB overeengekomen worden.
- ii. Een productie-eenheid met een minimale hersynchronisatietijd van meer dan 15 minuten na ont koppeling van een externe voeding moet ontworpen zijn om naar eigenbedrijfsbelasting over te schakelen vanaf ongeacht welk punt in haar P-Q-capaciteitsdiagram. In een dergelijk geval mag het vaststellen van de omschakeling naar eigenbedrijf niet uitsluitend worden gebaseerd op de standmeldingen van het schakelmateriaal van de systeembeheerder.  
De strategie voor het vaststellen van de omschakeling naar eigenbedrijf moet geval per geval met de relevante TSB overeengekomen worden.
- iii. Elektriciteitsproductie-eenheden zijn in staat continu in bedrijf te blijven na overgang naar eigenbedrijfsbelasting, ongeacht een hulpaansluiting op het externe netwerk. De minimale bedrijfstijd wordt gespecificeerd door de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante

---

TSB, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de technologie voor de primaire aandrijving.

Voor PGM's die aangesloten zijn op het TSB-netwerk moet de minimale bedrijfstijd tijdens het aansluitingsproces bepaald worden.

## **5.3 Instrumentatie, simulatie en beveiliging**

### **5.3.1 Verlies van rotorhoekstabiliteit of verlies van besturing [art. 15.6(a)]**

De eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie en de relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB, bereiken overeenstemming over de criteria voor de detectie van verlies van rotorhoekstabiliteit of verlies van besturing. Deze parameters zullen worden opgenomen in de bijlages van de individuele aansluitingsovereenkomst.

### **5.3.2 Instrumentatie [art. 15.6(b)]**

De parameters voor de kwaliteit van levering, de triggers voor het activeren van storingsgeheugens en vermogensoscillaties en relatieve bemonsteringsfrequenties en de manier van toegang tot de geregistreerde gegevens dient te worden bepaald in overeenstemming met de TSB en/of relevante systeembeheerder (overeenkomstig artikel 15-6) tijdens het aansluitingsproces. Deze parameters zullen worden opgenomen in de bijlages van de individuele aansluitingsovereenkomst.

### **5.3.3 Simulatiemodellen [art. 15.6(c)]**

Elia eist dat alle eenheden over simulatiemodellen beschikken die in staat zijn om het gedrag van de productie-eenheid weer te geven in zowel statische als dynamische omstandigheden (phasor-based). Er kan voor elke eenheid een model gevraagd worden om elektromagnetische transiënte verschijnselen weer te geven.

De relevante systeembeheerder dient tijdens het aansluitingsproces de vorm van het model, het verstrekken van documentatie en het kortsluitvermogen met de TSB te coördineren. Deze parameters zullen worden opgenomen in de bijlages van de individuele aansluitingsovereenkomst.

### **5.3.4 Apparatuur voor bedrijfsvoering en veiligheid van het systeem [art 15.6(d)]**

De installatie van bijkomende apparatuur voor bedrijfsvoering en voor de veiligheid van het systeem dient locatie per locatie te worden overeengekomen tussen de RSB of TSB en de PGFO.

### **5.3.5 Aarding van het sterpunt aan de netwerzijde van de opvoertransformator [art. 15.6(f)]**

De relevante systeembeheerder zal tijdens het aansluitingsproces het aardingsconcept specificeren van de sterpunten aan de netwerzijde van de opvoertransformatoren. Deze parameters zullen worden opgenomen in de bijlages van de individuele aansluitingsovereenkomst.

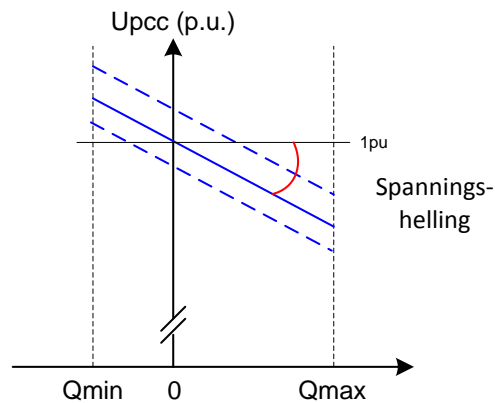
## **5.4 Spanningsregelmodus (voor SPGM en PPM) [art. 19-2(a) en art. 21.3(d)]**

*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt.*

De regelmodus is standaard een spanningsstatiek/hellingmodus. Op basis van de locatie (tijdens het netwerkconformiteitsproces met de relevante systeembeheerder, bijv. EDS) kan echter een andere regelmodus aangevraagd of overeengekomen worden.

Deze specificaties worden gegeven overeenkomstig het Federaal Technisch Reglement artikel 69. Elektriciteitsproductie-eenheden van de types C en D worden beschouwd als regeleenheden. Ze moeten in staat zijn om hun op het aansluitingspunt geïnjecteerde blindvermogen aan te passen:

- Automatisch indien er trage of snelle variaties zijn van de netspanning. Dit moet gebeuren overeenkomstig een reactieve statiek (FTR art. 73);
- Door het wijzigen van de referentiewaarde van de regeleenheid op verzoek van de transmissiesysteembeheerder. Dit verzoek wordt gekwantificeerd in Mvar gemeten op het aansluitpunt. De wijziging van de referentiewaarde zal onmiddellijk na ontvangst van het verzoek uitgevoerd worden;
- De uitwisseling van blindvermogen met het TSB-netwerk om de spanning te regelen die minstens het spanningsbereik van 0,90 tot 1,10 pu omvat, dient te gebeuren in stappen die niet groter zijn dan 0,01 pu;
- Het opgewekte blindvermogen is nul wanneer de netspanning op het aansluitpunt gelijk is aan de spanningsreferentiewaarde.



Afbeelding 16 Principe voor de regeling van spanning en blindvermogen

De automatische spanningsregeling moet voldoen aan een eis voor blindvermogenstatiiek (afbeelding 16). Op verzoek van de transmissiesysteembeheerder kan de referentiewaarde van de regeleenheid in realtime aangepast worden en dient het bedrijfspunt te worden verschoven naar een parallelle lijn (stippellijn) met dezelfde helling (geïllustreerd in afbeelding 16). De versterking van de regellus zal worden overeengekomen tussen de transmissiesysteembeheerder en de PGM-beheerder (voordat de energietoevoer voor het eerst wordt ingeschakeld) zodat  $\alpha_{eq}$  tussen 18 en 25 ligt, zoals uitgedrukt in het de volgende formule:

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

Waarbij

- $U_{net}$  de spanning is die gemeten wordt op het aansluitpunt
- $U_{norm,exp}$  de normale exploitatiespanning is op het aansluitpunt
- $Q_{net}$  het geïnjecteerde blindvermogen is dat gemeten wordt op het aansluitpunt

De waarden voor  $\alpha_{eq}$  kunnen getransformeerd worden, en zijn bijgevolg volledig in lijn met een richtingscoëfficiënt tussen 2 en 7%, zoals vermeld wordt in RfG art. 21.3d(ii).

## 5.5 Eisen voor type C SPGM

### 5.5.1 Capaciteit voor het leveren van blindvermogen van SPGM's [art. 18-2]

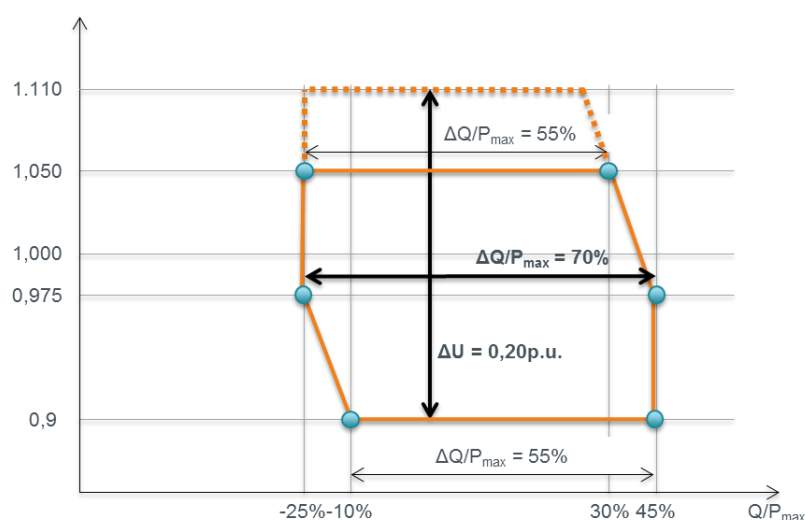
*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt.*

Alle SPGM's van het type C (en type D) dienen te voldoen aan de gevraagde capaciteiten voor het leveren van blindvermogen van het U-Q/Pmax-diagram in Afbeelding 177.

Voor elke aansluitingsaanvraag dient te worden aangetoond dat de SPGM in staat is om te werken binnen het bereik dat te zien is in de onderstaande afbeelding. De maximale spanningswaarde van 1,10 pu dient te worden beschouwd als 1,05 pu in geval van een aansluiting op een spanningsniveau hoger dan 300 kV.

Merk op dat de beschikbare capaciteit van de SPGM (die ruimer kan zijn dan de minimumvereiste) dient te worden meegedeeld, aangetoond en ter beschikking gesteld van de relevante systeembeheerder. De eigenaar van het SPGM mag het gebruik van de capaciteit om blindvermogen te leveren niet weigeren zonder technische rechtvaardiging. Daarom wordt verwacht dat de capaciteiten van de eenheid niet beperkt worden om te voldoen aan de minimumeisen, maar dat de volledige capaciteit benut wordt om de stabiliteit van het systeem te ondersteunen, zoals in de overeenkomst is aangegeven. De SPGM dient in staat te zijn om de capaciteit om blindvermogen te leveren die te zien is in de bovenstaande afbeelding voor het volledige bedrijfsbereik van het werkzaam vermogen, overeenkomstig artikel 18.2(c).

De reactiesnelheid binnen de capaciteitscurve is locatiegebonden en zal bepaald worden tijdens het conformiteitsproces voor aansluiting (bijv. EDS) en gespecificeerd in de contractuele overeenkomst.



Afbeelding 17: Capaciteitscurve voor SPGM type C en D.

### 5.5.2 Eisen voor spanningsregeling voor SPGM type C

De voorgestelde eisen voor spanningsregeling voor eenheden van het type C stemmen overeen met het huidige Federaal Technisch Reglement (art. 75) [4] wat betreft de functionaliteiten en parameterinstellingen van de automatische spanningsregeling met betrekking tot de regeling van stationaire en transiënte spanningen en de specificaties en prestaties van het bekrachtigingsregelsysteem. De functionaliteit moet het volgende omvatten:

- bandbreedtebeperking van het uitgangssignaal om te voorkomen dat de hoogste frequentie van de respons torsie-oscillaties opwekt in andere op het netwerk aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden;
- een onderbekrachtigingsbegrenzer om te voorkomen dat de AVR de draaistroomgeneratorbekrachtiging terugregelt tot een niveau dat de synchrone stabiliteit negatief beïnvloedt;
- een overbekrachtigingsbegrenzer om te voorkomen dat de draaistroomgeneratorbekrachtiging beperkt wordt tot minder dan de maximumwaarde die kan worden bereikt, en tegelijk te waarborgen dat de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid binnen zijn ontwerp grenzen wordt bedreven;
- een statorstroombegrenzer;
- een power system stabilizer (PSS)-functie om vermogensoscillaties te dempen, op verzoek van de relevante TSB (d.w.z. dat het activeren en afstellen van de PSS-functie zal worden overeengekomen afhankelijk van het aansluitpunt, het formaat en de kenmerken van de SPGM).



---

## 5.6 Eisen voor type C PPM

### 5.6.1 Synthetische inertie voor PPM [art. 21-2]

De huidige Netwerkcodel vereist geen functionaliteit voor synthetische inertie.

### 5.6.2 Capaciteit voor het leveren van blindvermogen - PPM [art. 21-3(a-c)]

*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt.*

Een PPM van het type C moet in staat zijn om blindvermogen te leveren binnen het Q-P-profiel dat beschreven is in Afbeelding 18.

Voor elke spanning op het aansluitpunt tussen 90% en 110% van  $U_{nom}$  en voor elke waarde van het werkzaam vermogen tussen  $P_{min}$  (0,2 p.u. van  $P_{nom}$ ) en  $P_{nom}$ , dient de PPM in staat te zijn om op het aansluitingspunt - minstens - blindvermogen te produceren of op te nemen binnen een bereik dat beperkt is door Q1, Q2, Q3 en Q4 (Afbeelding 18).

Als het aanvaard wordt door Elia, heeft dit bereik een verplichte minimumomvang van 0,6 p.u. van  $P_{nom}$ , maar kan het bewegen binnen een ruimte van  $[-0,3$  p.u. van  $P_{nom}$ ,  $+0,35$  p.u. van  $P_{nom}]$ , op basis van het aansluitpunt, het formaat en de kenmerken van de installatie.

Voor alle waarden tussen 90% en 111,8% voor nominale spanning onder 300 kV-spanningsbereiken (of 90% en 105% voor nominale spanning boven 300 kV) wordt verzocht dat de PPM zou kunnen deelnemen aan de spanningsregeling, minstens in het bovenvermelde blindvermogenbereik (zoals voorgesteld in het U-Q/Pmax-profiel in Afbeelding 18); voor waarden buiten 90% en 110% voor nominale spanning onder 300 kV-spanningsbereiken (of 90% en 105% voor nominale spanning boven 300 kV) wordt verzocht dat de PPM zou kunnen deelnemen aan de spanningsregeling voor het maximum van de technische capaciteiten van de installatie.

Voor elke spanningswaarde op het aansluitpunt tussen 90 % en 110% van  $U_{nom}$  voor nominale spanning onder 300 kV (of 90% en 105% voor nominale spanning boven 300 kV) en voor elke waarde van het werkzaam vermogen tussen  $P_0$  (gelijk aan 0,0263 p.u. van  $P_{nom}$ ) en  $P_{min}$ , wordt het minimumbereik van het bedrijfspunt waarvoor het blindvermogen moet worden geregeld, gedefinieerd door de twee waarden van de arbeidsfactor bepaald door de punten (Q1,  $0,2 \cdot P_{nom}$ ) en (Q2,  $0,2 \cdot P_{nom}$ ).

Voor elke spanning op het aansluitpunt tussen 90% en 110% van  $U_{nom}$  voor nominale spanning onder 300 kV (of 90% en 105% voor nominale spanning boven 300 kV) en voor elke waarde van het werkzaam vermogen boven  $P_0$ , mag het blindvermogen niet-geregeld zijn, maar geïnjecteerde/geabsorbeerde waarden moeten beperkt zijn binnen een bereik van  $Q = [-0,0329; +0,0329]$  p.u. of  $P_{nom}$ <sup>5</sup>, dat voorgesteld wordt door het gearceerde gebied in Afbeelding 18

Bij specifieke spanningen aan het aansluitingspunt is het benodigde blindstroombereik kleiner, zoals aangegeven in de U-Q/Pmax karakteristiek in Afbeelding 18.

Indien bepaalde eenheden van de PPM niet beschikbaar zijn, wegens storing of onderhoud, kan het blindstroombereik aangepast worden op basis van de actueel beschikbare capaciteit  $P_{av}$  in plaats van de nominale capaciteit  $P_{nom}$  (1 pu zoals te zien in Afbeelding 18).  $P_{av}$  wordt als volgt berekend:

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

Waar:

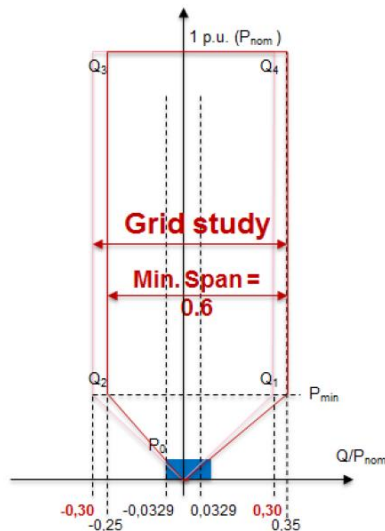
$N$  het aantal geïnstalleerde eenheden in de PPM

$av_i$  de beschikbaarheidsfactor van de eenheid (0 of 1)

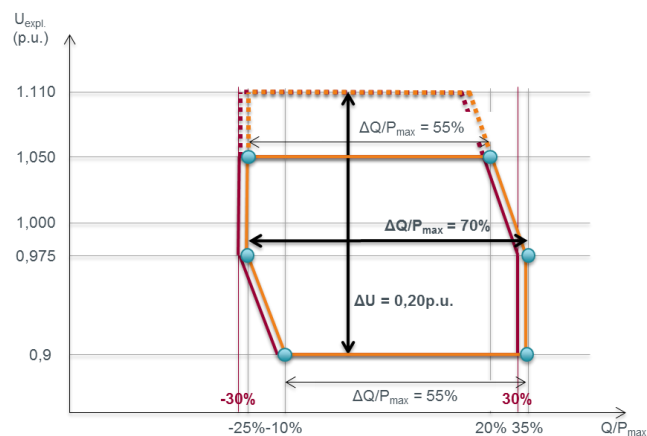
$P_i$  de productiecapaciteit van eenheid  $i$  tijdens de storing of onderhoud

---

<sup>5</sup> Federaal Technisch Reglement artikel 209 §3: 3,29 % = 10% van het blindvermogenbereik bij  $\cos(\phi) = 0,95$ .



Afbeelding 18: Capaciteit voor het leveren van blindvermogen voor een PPM van type C en D.



Afbeelding 19: U-Q/Pmax-profiel voor een PPM van type C (stippellijn voor nominale voltages boven 300 kV).

Merk op dat de beschikbare capaciteit van de PPM (die ruimer kan zijn dan de minimumvereiste) dient te worden meegedeeld, aangetoond en ter beschikking gesteld van de relevante systeembeheerder.

De eigenaar van de PPM mag het gebruik van de capaciteit om blindvermogen te leveren niet weigeren zonder technische rechtvaardiging. Daarom wordt verwacht dat de capaciteiten van de eenheid niet beperkt worden om te voldoen aan de minimumeisen, maar dat de volledige capaciteit benut wordt om de stabiliteit van het systeem te ondersteunen, zoals in de overeenkomst is aangegeven.

De reactiesnelheid binnen de capaciteitscurve is locatiegebonden en zal bepaald worden tijdens het conformiteitsproces voor aansluiting (bijv. EDS) en gespecificeerd in de contractuele overeenkomst.

### 5.6.3 Spanningsregeling - PPM [art. 21-3 (d) en (e)]

*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt.*

De PPM moet in staat zijn om automatisch blindvermogen te leveren in spanningsregelmodus, blindvermogenregelmodus of arbeidsfactor-regelmodus.

De eis voor het prioriteren van de bijdrage van het werkzaam vermogen of blindvermogen is locatiegebonden en dient bepaald te worden door de relevante systeembeheerder. Dit dient geval per geval te worden overeengekomen tijdens het aansluitingsproces door de relevante systeembeheerder in samenspraak met de relevante TSB en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder.

## 6 Eisen voor type D

Naast de relevante specificaties voor type C wordt het volgende gevraagd.

### 6.1 Spanningsregeling

#### 6.1.1 Spanningsstabiliteit [art. 16-2(a & b)]

*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt.*

Naast de spanning, die besproken werd in paragraaf 2.1.1, wordt verwacht dat het spanningsbereik voor type D SPGM's de vereisten zoals beschreven in EU NC RfG art 16.2 volgt:

	<b>Spanningsbereik</b>	<b>Bedrijfsperiode</b>
<b>Spanningsbereike beneden 300 kV</b>	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Onbeperkt
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minuten
<b>Spanningsbereik boven 300 kV</b>	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,90 pu – 1,05 pu	Onbeperkt
	1,05 pu – 1,10 pu	20 minuten

De volgende basiswaarden dienen te worden in acht genomen voor PGM's aangesloten op het TSB-netwerk:

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

Indien ruimere of langere ongevoeligheden voor spanningsveranderingen technisch en economisch mogelijk zijn, dient de eigenaar van de installatie deze ter beschikking te stellen van de relevante systeembeheerder.

#### 6.1.2 Automatische ont koppeling voor spanning buiten het bereik [art. 16-2(c)]

Automatische ont koppeling is niet voorzien als algemene eis.

De voorwaarden en instellingen voor automatische ont koppeling dienen geval per geval te worden overeengekomen tijdens het aansluitingsproces met de PGFP door de relevante systeembeheerder in samenspraak met de relevante TSB en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder.

### 6.2 Hersynchronisatie [art. 16-4]

De relevante systeembeheerder en de PGFO dienen de instellingen van de synchronisatieapparatuur geval per geval overeen te komen tijdens het aansluitingsproces en vast te leggen in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder.

### 6.3 Eisen voor type D SPGM

#### 6.3.1 Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen – SPGM [art. 16-3]

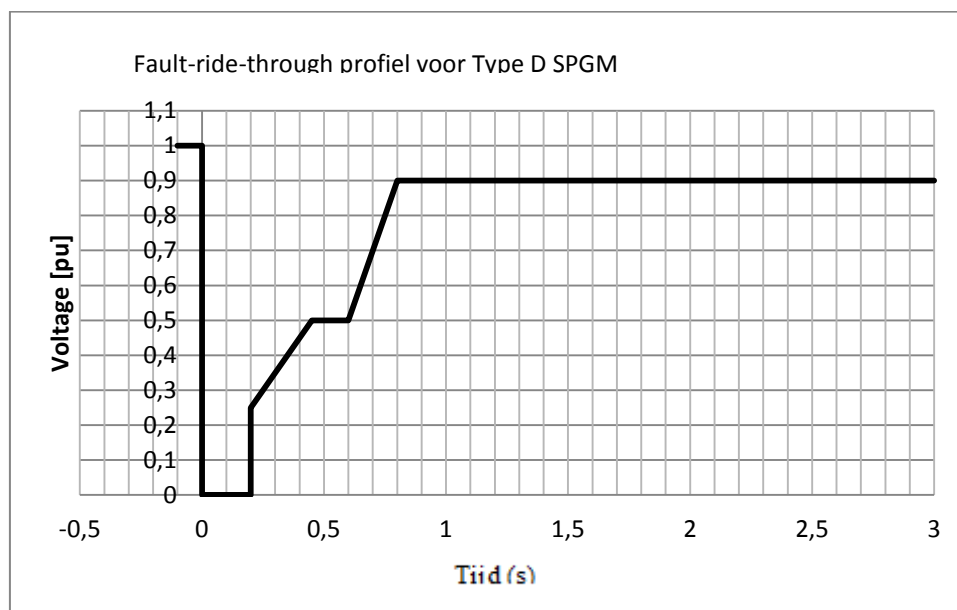
*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt.*

De SPGM-eenheid dient in staat te zijn om het netwerk te ondersteunen tijdens snelle transiënte spanningen en kortsluitingen van het netwerk waarvoor het profiel van spanning versus tijd Fault-Ride-Through (FRT) wordt genoemd. De SPGM-eenheid zal voldoen aan de eisen in de onderstaande afbeelding (de evolutie van de minimumspanning op het aansluitpunt), waarbij de SPGM op het net aangesloten blijft zolang de spanning tijdens de fase met de lagere spanning hoger is dan het profiel dat te zien is in de onderstaande afbeelding.

Er wordt echter aanbevolen om aangesloten te blijven zolang de technische capaciteiten van de SPGM dit toestaan. Hetzelfde profiel geldt voor asymmetrische fouten.

De voorgestelde fault-ride-through-parameters<sup>6</sup> zijn te zien in Tabel 5 hieronder.

Een spanning  $U=1$  pu vertegenwoordigt de nominale spanning (gekoppeld) op het aansluitpunt.



Afbeelding 20: FRT-eis voor SPGM type D

Tabel 5: Parameters van de FRT-eisen voor SPGM van type D

Spanningsparameters [pu]	Tijdparameters [seconden]
$U_{ret} = 0$	$t_{clear} = 0,2$
$U_{clear} = 0,25$	$t_{rec1} = 0,45$
$U_{rec1} = 0,5$	$t_{rec2} = 0,6$
$U_{rec2} = 0,9$	$t_{rec3} = 0,8$

De in acht genomen parameters voor het berekenen van de fault-ride-through-capaciteit (bijv. kortsluitvermogen vóór en na de storing, bedrijfspunt vóór de storing van de PGM enz.) worden door de TSB meegedeeld op verzoek van de eigenaar van de productie-installatie tijdens het aansluitingsproces.

### 6.3.2 Spanningsstabiliteit SPGM [art. 19-2 ]

Overeenkomstig het Federaal Technisch Reglement van 2002 (art. 75) [4] wat betreft de functionaliteiten en parameterinstellingen van de automatische spanningsregeling met betrekking tot de regeling van stationaire en transiënte spanningen en de specificaties en prestaties van het bekrachtigingsregelsysteem. Die laatste omvatten:

<sup>6</sup> Merk op dat de parameters niet de coördinaten zijn van de FRT-curve, maar dat ze moeten worden geïnterpreteerd volgens de specificaties van de RfG, artikel 14.3, die ter informatie in bijlage I te vinden zijn.

- i. bandbreedtebeperking van het uitgangssignaal om te voorkomen dat de hoogste frequentie van de respons torsie-oscillaties opwekt in andere op het netwerk aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden;
- ii. een onderbekrachtigingsbegrenzer om te voorkomen dat de AVR de draaistroomgeneratorbepoering terugregelt tot een niveau dat de synchrone stabiliteit negatief beïnvloedt;
- iii. een overbepoeringbegrenzer om te voorkomen dat de draaistroomgeneratorbepoering beperkt wordt tot minder dan de maximumwaarde die kan worden bereikt, en tegelijk te waarborgen dat de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid binnen zijn ontwerpgrenzen wordt bedreven;
- iv. een statorstroombegrenzer; en
- v. een PSS-functie om vermogensoscillaties te dempen, op verzoek van de relevante TSB (het activeren en afstellen van de PSS-functie zal worden vereist afhankelijk van het aansluitpunt, het formaat en de kenmerken van de SPGM in kwestie).

### 6.3.3 Technische capaciteiten ter ondersteuning van rotorhoekstabiliteit onder storingsomstandigheden voor SPGM [art. 19-3]

Er worden geen algemene capaciteiten vereist voor SPGM's om bij te dragen tot de rotorhoekstabiliteit onder storingsomstandigheden. De TSB en de PGFO dienen deze capaciteiten geval per geval overeen te komen tijdens het aansluitingsproces en ze vast te leggen in het individuele aansluitingscontract met de relevante systeembeheerder.

## 6.4 Type D - PPM

### 6.4.1 Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen – PPM [art. 16-3]

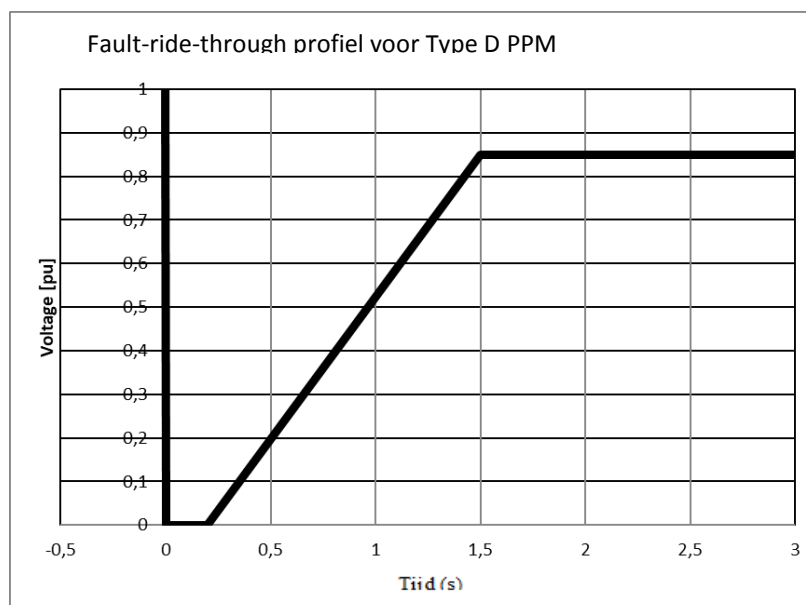
*Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt.*

De PPM-eenheid dient in staat te zijn om het netwerk te ondersteunen tijdens snelle transiënte spanningen en kortsluitingen van het netwerk waarvoor het profiel van spanning versus tijd Fault-Ride-Through (FRT) wordt genoemd. De PPM-eenheid moet voldoen aan de eisen in Afbeelding 21, waarbij de PPM-eenheid op het net aangesloten blijft zolang de spanning tijdens de fase met de lagere spanning, hoger is dan het profiel van Afbeelding 21.

Er wordt echter aanbevolen om aangesloten te blijven zolang de technische capaciteit van de PPM dit toestaat. Hetzelfde profiel geldt voor asymmetrische fouten.

De voorgestelde fault-ride-through-parameters worden gegeven in Tabel 6.

Een spanning  $U=1$  pu vertegenwoordigt de nominale spanning (gekoppeld) op het aansluitpunt.



Afbeelding 21: FRT-eis voor PPM type D.

Tabel 6: Parameters van de FRT-eisen voor PPM's van het type D.

Spanningsparameters [pu]	Tijdspparameters [seconden]
Uret=Uclear=Uret1= 0	Tclear=trec1=trec2= 0,2
Urec2 = 0,85	trec 3=1,5

## 7 Afkortingen

FRT	Fault-Ride-Through
LFSM	Limited Frequency Sensitive Mode (= gelimiteerde frequentiegevoelige modus)
LOM	Loss Of Main
NCC	Elia National Control Center
PGFO	Power Generating Facility Owner (= eigenaar van een productie-installatie)
PGM	Power Generating Module (= elektriciteitsproductie-eenheid)
PPM	Power Park Module
RfG	Requirement for Grid connection of generators (= eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net)
SGU	Significant Grid User
SPGM	Synchronous Power-Generating Modules (= synchrone elektriciteitsproductie-eenheden)

## 8 Referenties

[1] 'Netcode voor aansluiting van elektriciteitsproducenten' of 'NC RfG': Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

[2] 'Netcode voor aansluiting van verbruikers' of 'NC DCC': Verordening (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode voor aansluiting van verbruikers, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>

[3] 'Netcode betreffende hoogspanningsgelijkstroom' of 'NC HVDC': Verordening (EU) 2016/1447 van de Commissie van 26 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting op het net van hoogspanningsgelijkstroomssystemen en op gelijkstroom aangesloten power park modules, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1447&from=EN>

[4] Federaal technisch reglement-19 DECEMBER 2002. — Koninklijk besluit houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, Arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, <http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/grid-codes/Technisch%20reglement%20Federaal%202002.pdf>

[5] Presentatie FOD Energie in WG Belgian Grid (in het Nederlands): [http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD\\_Vision-for\\_FederalGridCode.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD_Vision-for_FederalGridCode.pdf)

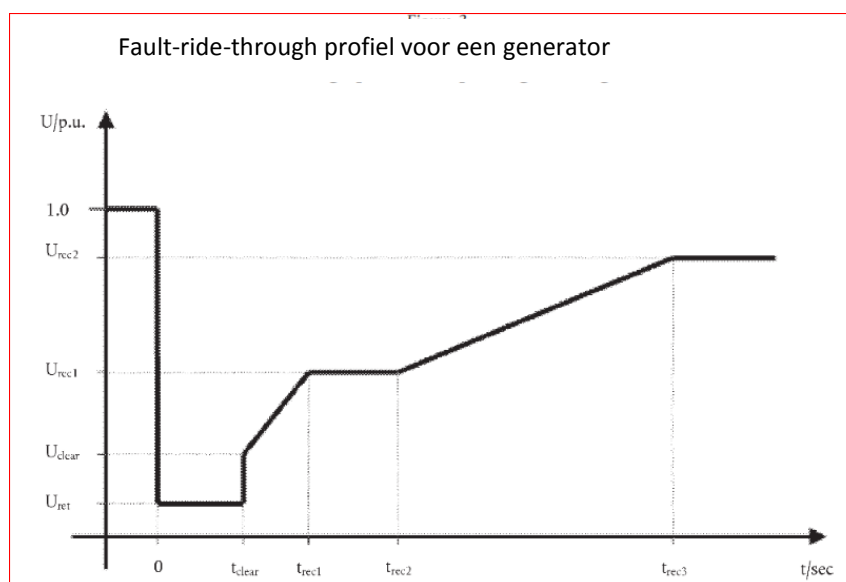
Notulen van vergadering WG Belgian Grid 7 maart 2017 (in het Frans): [http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170421\\_WG%20BG/20170307\\_PV\\_WGBG\\_FR\\_FINAL\\_WRITTEN-APPROVED.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170421_WG%20BG/20170307_PV_WGBG_FR_FINAL_WRITTEN-APPROVED.pdf)

[6] Begeleidend document van ENTSO-E voor de nationale implementatie van netcodes voor netaansluiting: Parameters of Non-exhaustive requirements (Parameters van niet-limitatieve eisen), 16 november 2016: [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116\\_IGD\\_General%20guidance%20on%20parameters\\_for%20publication.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_General%20guidance%20on%20parameters_for%20publication.pdf)

[7] Beoordelingscriteria voor frequentiestabiliteit voor de synchrone zone van Continentaal Europa, SPD WG, maart 2016: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE\\_SPD\\_frequency\\_stability\\_criteria\\_v10.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf)

[8] 'System Operation Guidelines' or 'SO GL': Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

## 9 Bijlage I – Definitie FRT-profiel (fragment van artikel 14.3 RfG[1])



## 10 Bijlage II - Lijst met niet-limitatieve artikelen voor RfG

Deze lijst is afkomstig uit het begeleidend document van ENTSO-E voor de nationale implementatie van netcodes voor netaansluiting: Parameters of Non-exhaustive requirements (Parameters van niet-limitatieve eisen) [6]



Table 1 – RfG Non-Exhaustive Requirements

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer	
FREQUENCY ISSUES	FREQUENCY RANGES		13.1.a.(i)	A, B, C, D	Time period for operation in the frequency ranges <b>Continental Europe</b> 47.5 - 48.5 Hz and 48.5 - 49 Hz <b>Nordic</b> :48.5 - 49 Hz <b>GB</b> :48.5 - 49 Hz <b>Ireland</b> :48.5 - 49 Hz <b>Baltic</b> : 47.5 - 48.5 Hz and 48.5 - 49 Hz and 51 - 51,5 Hz	Value - CNC national implementation	TSO	
		X	13.1.a.(ii)	A, B, C, D	Agreement on wider frequency ranges, longer minimum times for operation or specific requirements for combined frequency and voltage deviations	Value - in due time for plant design	agreement between the RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO, and the Power Generating Facility Owner (PGFO)	
	RATE OF CHANGE OF FREQUENCY (ROCOF) WITHSTAND CAPABILITY		13.1.(b)	A, B, C, D	- Maximum ROCOF for which the Power Generating Module (PGM) shall stay connected	Value - CNC national implementation	TSO	
					specify ROCOF of the loss of main protection	In due time for plant design	RSO in coordination with the TSO	
	LIMITED FREQUENCY SENSITIVE MODE (LFSM)-O			13.2.(a)	A, B, C, D	Frequency threshold and droop settings	Range – CNC national implementation  Value – before plant commissioning and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO
		X		13.2(b)	A	Use of automatic disconnection and reconnection	Value and criteria - CNC national implementation	TSO
		X		13.2(f)	A, B, C, D	Expected behaviour of the PGM once the minimum regulating level is reached	CNC national implementation	TSO
	ADMISSIBLE ACTIVE POWER REDUCTION FROM MAXIMUM OUTPUT WITH FALLING FREQUENCY			13.4	A, B, C, D	Admissible active power reduction from maximum output with falling frequency	CNC national implementation and reviewed in due time for plant design	TSO
				13.5	A, B, C, D	definition of the ambient conditions applicable when defining the admissible active power reduction and take	CNC national implementation and reviewed in due time for	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
					account of the technical capabilities of power-generating modules	plant design	
	<b>LOGIC INTERFACE</b>	<b>X</b>	13.6	A, B, C, D	Requirements for the additional equipment necessary to allow active power output to be remotely operable	In due time for plant design	RSO
	<b>AUTOMATIC CONNECTION TO THE NETWORK</b>		13.7	A, B, C, D	Conditions for automatic connection to the network, including: - frequency ranges and corresponding delay time - Maximum admissible gradient of increase in active power output	CNC national implementation	TSO
	<b>LOGIC INTERFACE</b>	<b>X</b>	14.2.b	B, C, D	Requirements for the equipment necessary to make the logic interface (to cease active power output) remotely operable	In due time for plant design	RSO
	<b>FREQUENCY STABILITY</b>		15.2.(a)	C, D	Time period for reaching x% of the target output	CNC national implementation	TSO
	<b>LFSM-U</b>		15.2.c	C, D	Definition of the frequency threshold and droop	Range – CNC national implementation  Adjustable Setting – In due time for plant design and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO
				C, D	Definition of Pref	CNC national implementation	TSO
	<b>FREQUENCY SENSITIVE MODE</b>		15.2.d.(i)	C, D	Parameters of the Frequency Sensitive Mode (FSM):  - Active power range related to maximum capacity - Frequency response insensitivity - Frequency response dead band - Droop	Range – CNC national implementation  Adjustable Setting – In due time for plant design and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO
			15.2.d.(iii)	C, D	Maximum admissible full activation time	CNC national implementation	TSO
		<b>X</b>	15.2.d.(iv)	C, D	Maximum admissible initial delay for power generating modules without inertia	CNC national implementation	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
			15.2.d.(v)	C, D	time period for the provision of full active power frequency response	CNC national implementation	TSO
	<b>FREQUENCY RESTORATION CONTROL</b>		15.2.e	C, D	Specifications of the Frequency Restoration Control	CNC national implementation	TSO
	<b>REAL-TIME MONITORING OF FSM</b>	X	15.2.g	C, D	List of the necessary data which will be sent in real time	In due time for plant design	RSO (DSO or TSO) or TSO
					definition of additional signals	In due time for plant design	RSO (DSO or TSO) or TSO
	<b>RATES OF CHANGE OF ACTIVE POWER OUTPUT</b>		15.6.e	C, D	Definition of the minimum and maximum limits on rates of change of active power output (ramping limits) in both an up and down direction, taking into consideration the specific characteristics of the prime mover technology	CNC national implementation and reviewed in due time for plant design	RSO in coordination with the TSO
<b>SYNTHETIC INERTIA CAPABILITY FOR POWER PARK MODULE (PPM)</b>	X	21.2	PPM: C, D	Definition of the operating principle of control systems to provide synthetic inertia and the related performance parameters	CNC national implementation	TSO	
<b>VOLTAGE ISSUES</b>	<b>FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY</b>		14.3.a	B, C, D	Voltage-against-time profile	CNC national implementation	TSO
			14.3.a	B, C, D	pre-fault and post-fault conditions	CNC national implementation	TSO
			14.3.b	B, C, D	Voltage-against-time profile for asymmetric faults	CNC national implementation	TSO
			16.3.a.(i)	D	voltage-against-time profile	CNC national implementation	TSO
			16.3.a.(ii)	D	pre-fault and post-fault conditions	CNC national implementation	TSO
			16.3.c	D	Voltage-against-time profile for asymmetric faults	CNC national implementation	TSO
	<b>ACTIVE POWER CONTROLLABILITY AND CONTROL RANGE</b>		15.2.a	C, D	Time period to reach the adjusted active power set point Tolerance applying to the new set point and the time to reach it.	CNC national implementation	RSO (DSO or TSO) or TSO
	<b>AUTOMATIC DISCONNECTION DUE TO VOLTAGE LEVEL</b>		15.3	C, D	Voltage criteria and technical parameters at the connection point for automatic disconnection	Value - in due time for plant design	RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO
	<b>VOLTAGE RANGES</b>		16.2.a.(i)	D	<b>For Continental Europe</b> time period for operation in the voltage range 1,118 pu-1,15 pu for PGM connected between <b>110kV and 300 kV</b>	Value - CNC national implementation	TSO
X		16.2.a.(ii)	D	Determination of shorter time periods in the event of simultaneous overvoltage and under frequency or simultaneous under voltage and over frequency	CNC national implementation	relevant TSO	

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
		X	16.2.a.(iii)	D	<b>For Spain</b> time period for operation in the voltage range 1,05 pu-1,0875 pu for PGMs connected between <b>300kV and 400 kV may be specified as unlimited</b>	Value - CNC national implementation	TSO
		X	16.2.a.(v)	D	<b>For Baltic</b> voltage ranges and time period for operation may be specified in line with continental Europe for facilities connected for <b>400 kV</b>	Value - CNC national implementation	TSO
			16.2.b	D	Wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation may be agreed.	Value - in due time for plant design	agreement between the RSO and the PGFO, in coordination with the TSO
	<b>REACTIVE POWER CAPABILITY FOR SYNCHRONOUS PGM</b>	X	17.2.a	Synchronous B, C, D	Capability to supply or absorb reactive power	Range -CNC national implementation	RSO
	<b>SUPPLEMENTARY REACTIVE POWER FOR SYNCHRONOUS PGM</b>	X	18.2.a	Synchronous C, D	Definition of supplementary reactive power to compensate for the reactive power demand of the high-voltage line or cable when the connection point is not located at the HV side of the step-up transformer	Range - CNC national implementation	RSO
	<b>REACTIVE POWER CAPABILITY AT MAXIMUM CAPACITY FOR SYNCHRONOUS PGM</b>		18.2.b.(i)	Synchronous C, D	Definition of a U-Q/Pmax-profile at maximum capacity	Range of capability - CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
			18.2.b.(iv)	Synchronous C, D	appropriate timescale to reach the target value	Value -CNC national implementation	RSO
	<b>VOLTAGE STABILITY FOR SYNCHRONOUS PGM</b>		19.2.b.(v)	Synchronous D	Power threshold above which a PSS function is to be specified	Value -CNC national implementation	TSO
	<b>REACTIVE POWER CAPABILITY FOR PPM</b>	X	20.2.a	PPM: B, C, D	Capability to supply or absorb reactive power	Range of capability - CNC national implementation	RSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
	<b>FAST FAULT CURRENT INJECTION FOR PPM</b>	X	20.2.b	PPM: B, C, D	Specifications of: - how and when a voltage deviation is to be determined as well as the end of the voltage deviation - Fast fault current characteristics - Timing and accuracy of the fast fault current, which may include several stages during a fault and after its clearance	Values -CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
		X	20.2.c	PPM: B, C, D	Specifications for asymmetrical current injection, in case of asymmetric faults (1-phase or 2-phase)	Value -CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
	<b>SUPPLEMENTARY REACTIVE POWER FOR PPM</b>	X	21.3.a	PPM: C, D	Definition of supplementary reactive power for a PPM whose connection point is not located at the high-voltage terminals of its step-up transformer nor at the terminals of the high-voltage line or cable to the connection point at the PPM, if no step-up transformer exists	Range -CNC national implementation	RSO
	<b>REACTIVE POWER CAPABILITY AT MAXIMUM CAPACITY FOR PPM</b>		21.3.b	PPM: C, D	Definition of a U-Q/Pmax-profile at maximum capacity	Range of capability - CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
	<b>REACTIVE POWER CAPABILITY BELOW MAXIMUM CAPACITY FOR PPM</b>		21.3.c.(i) 21.3.c.(ii)	PPM: C, D	definition of a P-Q/Pmax-profile below maximum capacity	Range of capability- CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
			21.3.c.(iv)	PPM: C, D	appropriate timescale to reach the target values	Value - CNC national implementation	RSO
	<b>REACTIVE POWER CONTROL MODES FOR PPM</b>		21.3.d.(iv)	PPM: C, D	In voltage control mode: t1 = time within which 90% of the change in reactive power is reached t2 = time within which 100% of the change in reactive power is reached	Values - CNC national implementation	RSO
			21.3.d.(vi)	PPM: C, D	In power factor control mode: - Target power factor - Time period to reach the set point - Tolerance	Ranges - CNC national implementation	RSO
			21.3.d.(vii)	PPM: C, D	Specifications of which of the above three reactive power control mode options and associated set points is to apply, and what further equipment is needed to make the adjustment of the relevant set point operable remotely;	in due time for plant design	RSO, in coordination with the TSO and the PGFO
	<b>PRIORITY TO ACTIVE OR REACTIVE POWER CONTRIBUTION FOR PPM</b>		21.3.e	PPM: C, D	Specification of whether active power contribution or reactive power contribution has priority during faults for which fault-ride-through capability is required.	CNC national implementation	relevant TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer	
	VOLTAGE RANGES FOR OFFSHORE PPM		25.1	Offshore	<b>For Continental Europe</b> time period for operation in the voltage range 1,118 pu-1,15 pu for PGM connected between <b>110kV and 300 kV</b>	Value - CNC national implementation	TSO	
	VOLTAGE CONTROL SYSTEM FOR SYNCHRONOUS PGM		19.2.a	Synchronous D	- Parameters and settings of the components of the voltage control system - Specifications of the AVR	Ranges - in due time for plant design	agreement between the PGFO and the RSO, in coordination with the TSO	
	VOLTAGE RANGES			25.1	Offshore	<b>For Continental Europe</b> time period for operation in the voltage range 1,118 pu-1,15 pu, 1,05pu-1,10pu for PGM For Nordic time period for operation in the voltage range 1,05pu-1,10pu for PGM	Value - CNC national implementation	TSO
		X		16.2.a.(iii)	Offshore	<b>For Spain</b> time period for operation in the voltage range 1,05 pu-1,0875 pu for PGMs connected between <b>300kV and 400 kV may be specified as unlimited</b>	Value - CNC national implementation	TSO
		X		16.2.a.(v)	Offshore	<b>For Baltic</b> voltage ranges and time period for operation may be specified in line with continental Europe for facilities connected for <b>400 kV</b>	Value - CNC national implementation	TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY AT MAXIMUM CAPACITY FOR OFFSHORE PPM			25.5	Offshore	Definition of the U-Q/Pmax-profile at Pmax	Range of capability- CNC national implementation	TSO
SYSTEM RESTORATION	CAPABILITY OF RECONNECTION AFTER AN INCIDENTAL DISCONNECTION CAUSED BY A NETWORK DISTURBANCE		14.4.a	B, C, D	Conditions for reconnection to the network after an incidental disconnection caused by network disturbance	CNC national implementation	TSO	
			14.4.b	B, C, D	Conditions for automatic reconnection	CNC national implementation	TSO	
	BLACK START CAPABILITY	X		15.5.a.(ii)	C, D	Technical specifications for a quotation for Black Start Capability	Principle - CNC national implementation  in due time for plant design	TSO
		X		15.5.a.(iii)	C, D	Timeframe within which the PGM is capable of starting from shutdown without any external electrical energy supply	Value - CNC national implementation	RSO (DSO or TSO) in coordination with the TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
		X	15.5.a.(iv)	C, D	voltage limits for synchronisation when art.16.2 non applicable	Range - CNC national implementation	RSO (DSO or TSO)
	<b>CAPABILITY TO TAKE PART IN ISLAND OPERATION</b>	X	15.5.b.(iii)	C, D	Methods and criteria for detecting island operation	In due time for plant design	agreement between the PGFO and the RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO
	<b>OPERATION FOLLOWING TRIPPING TO HOUSELOAD</b>		15.5.c.(iii)	C, D	Minimum operation time within which the PGM is capable of operating after tripping to house load	Value - CNC national implementation	RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO
	<b>ACTIVE POWER RECOVERY FOR SYNCHRONOUS PGM</b>		17.3	Synchronous B, C, D	Definition of the magnitude and time for active power recovery	Value - CNC national implementation	TSO
	<b>POST FAULT ACTIVE POWER RECOVERY FOR PPM</b>		20.3.a	PPM: B, C, D	Specifications of the post-fault active power recovery  Following specifications: - when the post-fault active power recovery begins, based on a voltage criteria - a maximum allowed time for active power recovery - a magnitude and accuracy for active power recovery	Value - CNC national implementation	TSO
<b>INSTRUMENTATION SIMULATION MODELS AND PROTECTION</b>	<b>CONTROL SCHEME AND SETTINGS</b>		14.5.a	B, C, D	control schemes and settings of the control devices	Control schemes: in due time for plant design  Settings: Values - before plant commissioning and to be reselected as appropriate	agreement and coordination between the TSO, the RSO (TSO and DSO) and the PGFO
	<b>ELECTRICAL PROTECTION SCHEMES AND SETTINGS</b>		14.5.b	B, C, D	protection schemes and settings	Protection schemes: in due time for plant design  Settings: Values - before plant commissioning and to be reselected as appropriate	agreement and coordination between the RSO and the PGFO
	<b>INFORMATION EXCHANGES</b>		14.5.d	B, C, D	Content of information exchanges and precise list and time of data to be facilitated.	Principle - CNC national implementation	RSO (DSO or TSO) or TSO



Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
						Value - in due time for plant design	
	<b>MANUAL, LOCAL MEASURES WHERE THE AUTOMATIC REMOTE DEVICES ARE OUT OF SERVICE</b>		15.2.b	C, D	Time period and tolerance requested to reach the set point in cases where the automatic remote control devices are out of service	Value - in due time for plant design	RSO (DSO or TSO) or TSO
	<b>LOSS OF ANGULAR STABILITY OR LOSS OF CONTROL</b>		15.6.a	C, D	criteria to detect loss of angular stability or loss of control	Value - in due time for plant design	Agreement between the PGFO and the RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO.
	<b>INSTRUMENTATION</b>	X	15.6.b.(i)	C, D	Definition of the quality of supply parameters	in due time for plant design	RSO
			15.6.b.(ii)	C, D	Settings of the fault recording equipment, including triggering criteria and the sampling rates	Value - in due time for plant design	Agreement between the PGFO and the RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO.
			15.6.b.(iii)	C, D	Specifications of the oscillation trigger detecting poorly damped power oscillations	Value - in due time for plant design	RSO in coordination with the TSO
			15.6.b.(iv)	C, D	Protocols for recorded data.	in due time for plant design	agreement between the PGFO, the RSO and the relevant TSO
	<b>SIMULATION MODELS</b>	X	15.6.c.(iii)		Specifications of the simulation models	CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
	<b>INSTALLATION OF DEVICES FOR SYSTEM OPERATIONS AND SYSTEM SECURITY</b>	X	15.6.d	C, D	Definition of the devices needed for system operation and system security	In due time for plant design	RSO or TSO and PGFO
	<b>NEUTRAL-POINT AT THE NETWORK SIDE OF STEP-UP TRANSFORMERS</b>		15.6.f	C, D	Specifications of the earthing arrangement of the neutral-point at the network side of step-up transformers	Principle - CNC national implementation Value - in due time for plant design and to be reselected as appropriate	RSO
	<b>AUTOMATIC DISCONNECTION</b>	X	16.2.c	D	Definition of the threshold for automatic disconnection	Value - in due time for plant design	RSO in coordination with the TSO



Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
					Definition of the parameters	Values - in due time for plant design	agreement between le RSO and the PGFO
	<b>SYNCHRONISATION</b>		16.4	D	Settings of the synchronisation devices	Range – CNC national implementation Value – before plant commissioning and to be reselected as appropriate	agreement between le RSO et the PGFO
	<b>ANGULAR STABILITY UNDER FAULT CONDITIONS</b>		19.3	Synchronous	Agreement for technical capabilities of the PGM to aid angular stability.	In due time for plant design	agreement between the TSO and the PGFO
	<b>SYNTHETIC INERTIA CAPABILITY FOR PPM</b>	X	21.2	PPM: C, D	- Definition of the operating principle of control systems to provide synthetic inertia and the related performance parameters	CNC national implementation	TSO