

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

BESLISSING

(BRUGEL-BESLISSING-20190904-117)

Betreffende het door ELIA ingediende voorstel voor algemene toepassingseisen in overeenstemming met verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net

Opgesteld op basis van artikel 7.6 van de verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net.

04/09/2019

Inhoudsopgave

1	Wettelijke grondslag	3
2	Inleiding.....	4
3	Context	5
3.1	De Europese netcodes en de aansluitingscodes.....	5
3.2	Samenwerking tussen de gewestelijke regulatoren	5
3.3	Herinnering aan de historiek van de procedure	6
3.4	Analyse van het voorstel.....	6
3.5	Datum van inwerkingtreding van de algemene toepassingseisen van de NC RfG	7
4	Beslissing	8
5	Bijlagen.....	9
5.1	Algemene toepassingseisen van de NC RfG ingediend door Elia.....	9
5.2	Gemeenschappelijk commentaar van de gewestelijke regulatoren met betrekking tot de voorstellen van algemene eisen overgemaakt op 21 mei 2019 door Elia in toepassing van de NC RfG	9

I Wettelijke grondslag

De ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest voorziet, in artikel 30bis, §2:

“(…) BRUGEL is bekleed met een adviesopdracht ten aanzien van de overheid over de organisatie en de werking van de gewestelijke energiemarkt enerzijds, en met een algemene toezicht- en controleopdracht inzake de toepassing van de hiermee verband houdende ordonnanties en besluiten anderzijds.

BRUGEL is belast met de volgende opdrachten:

(…)

1° het geven van adviezen, studies of gemotiveerde beslissingen, en het indienen van voorstellen in de gevallen die voorzien zijn door deze ordonnantie en door de bovenbedoelde ordonnantie van 1 april 2004 of hun uitvoeringsbesluiten

(…)

8° het samenwerken met de gewestelijke, federale en Europese regulatoren van de elektriciteits- en de gasmarkt;

(…)”

Artikel 7 van de verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net¹ voorziet het volgende:

“1. De algemene toepassingseisen die krachtens deze verordening door de relevante systeembeheerders of TSB's moeten worden vastgesteld, worden ter goedkeuring voorgelegd aan de door de lidstaten aangewezen entiteit en worden gepubliceerd. De aangewezen entiteit is de regulerende instantie tenzij anderszins beslist door de lidstaat.

(…)”

Deze beslissing beantwoordt aan deze wettelijke verplichtingen.

¹De verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:OL_2016_112_R_0001

2 Inleiding

De Europese netcodes bepalen geharmoniseerde en coherente regels die bevorderlijk zijn voor de ontwikkeling en de goede werking van de interne energiemarkt in Europa. De verordening (EU) 2016/631 van de Commissie tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net (hierna 'NC RfG', Requirements for Generators) is op 27 april 2019 in werking getreden. Om bepalingen van deze Code ten uitvoer te leggen, wordt een mate van vrijheid gelaten aan de lidstaten met betrekking tot de technische vereisten die verband houden met de aansluiting op het net van productie-eenheden van elektriciteit.

In overeenstemming met artikel 7 van de NC RfG heeft de systeembeheerder bevoegd voor het gewestelijke transmissienet, Elia System Operator nv (hierna 'Elia'), na een openbare raadpleging op 17 mei 2018 zijn *'voorstel voor de algemene toepassingseisen van de NC RfG'* ter goedkeuring overgemaakt aan BRUGEL. De gewestelijke regulatoren erkennen het belang van de bevordering van een harmonisatie tussen de drie Gewesten en zijn bijgevolg overeengekomen om hun beslissingen met betrekking tot de voorstellen voor algemene toepassingseisen te coördineren. BRUGEL heeft in zijn beslissing 72² van 16 november 2018, samen met de andere gewestelijke regulatoren, het voorstel afgewezen.

Op 21 mei 2019 heeft Elia een nieuw voorstel van algemene toepassingseisen van de NC RfG ingediend waarover de regulatoren en Elia overleg gevoerd hebben. Ten slotte werd op 23 augustus 2019 een definitieve versie met de door de regulatoren gevraagde aanpassingen ingediend.

Deze beslissing heeft tot doel uitspraak te doen over deze laatste versie van het voorstel.

² Beslissing 72 betreffende het door Elia ingediende voorstel voor algemene toepassingseisen in overeenstemming met verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net: <https://www.brugel.brussels/publication/document/beslissingen/2018/nl/BESLISSING-72-ELIA-afwijzing-vereisten-RfG.pdf>

3 Context

3.1 De Europese netcodes en de aansluitingscodes

De ontwikkeling en de tenuitvoerlegging van de Europese netcodes en de Europese richtlijnen vormen een belangrijke tool ter bevordering van de integratie en de werking van de interne energiemarkt. Dit geheel van Europese teksten heeft tot doel geharmoniseerde en coherente regels en vereisten te verstrekken die de grensoverschrijdende aspecten van de elektriciteitssector bestrijken. Het betreft vereisten met betrekking tot de aansluiting op het net, de coördinatie van het beheer van het transmissienet en de ontwikkeling van Europese elektriciteitsmarkten.

Vandaag zijn er acht Europese netcodes en richtlijnen, verdeeld in drie groepen: operationele codes, marktcodes en aansluitingscodes. Deze zijn allemaal van kracht geworden. De NC RfG maakt deel uit van de aansluitingscodes en is op 27 april 2019 in werking getreden.

De aansluitingscodes bevatten exhaustieve en niet-exhaustieve eisen. De exhaustieve eisen zijn vast. Ze vereisen geen enkele nationale specificatie en zijn van toepassing in alle lidstaten. De niet-exhaustieve eisen bevatten daarentegen niet alle gegevens of parameters om toegepast te worden en vereisen specificaties op nationaal niveau. Ze geven de lidstaten dus een mate van vrijheid, zodat ze de eisen kunnen aanpassen aan de kenmerken van hun net of van de betrokken reguleringszone.

Onder de niet-exhaustieve eisen voorzien de netcodes algemene toepassingseisen ('*General Requirements*'). De General Requirements van de NC RfG bevatten technische eisen met betrekking tot de frequentiestabiliteit, de robuustheid, de spanningsstabiliteit, het herstel van het systeem, het algemene beheer van het systeem en het actieve en blindvermogen van de elektriciteitsproductie-eenheid.

De NC RfG bepaalt de technische eisen met betrekking tot de aansluiting van nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit van 0,8 kW of meer. Met uitzondering van eenheden met pompopslag worden de elektriciteitsopslageenheden niet beoogd door de NC RfG.

3.2 Samenwerking tussen de gewestelijke regulatoren

Volgens overweging (27) van de NC RfG³ moeten de regulerende instanties, de lidstaten en de systeembeheerders ervoor zorgen dat in het proces van de ontwikkeling en goedkeuring van de eisen voor de aansluiting op het net, deze eisen zoveel mogelijk worden geharmoniseerd om een volledige marktintegratie te waarborgen.

Aangezien het door Elia ingediende voorstel voor algemene toepassingseisen hetzelfde is in de drie gewesten, zijn de regulatoren overeengekomen, binnen de werkgroep FORBEG⁴ elektriciteit, om de beslissingen te harmoniseren zodat voor de marktpelers en de netgebruikers identieke eisen gelden

³ Overweging 27 van de NC RfG: De regulerende instanties, de lidstaten en de systeembeheerders moeten ervoor zorgen dat in het proces van de ontwikkeling en goedkeuring van de eisen voor de aansluiting op het net, deze eisen zoveel mogelijk worden geharmoniseerd om een volledige marktintegratie te waarborgen. Met name moet bij de uitwerking van de aansluitingsvoorwaarden rekening worden gehouden met reeds bestaande technische normen.

⁴ Forum van Belgische Regulators voor Elektriciteit en Gas

in de drie gewesten. Het bestaan van geharmoniseerde regels voor de aansluiting op het net zou de ontwikkeling van nieuwe initiatieven en de versterking van de competitiviteit kunnen bevorderen.

Hiertoe hebben de gewestelijke regulatoren geopteerd voor een gezamenlijke benadering voor de analyse van het ingediende voorstel.

3.3 Herinnering aan de historiek van de procedure

Artikel 7 van de NC RfG beschrijft de reglementaire aspecten en omkadert de procedures voor de uitwerking en goedkeuring van de algemene toepassingseisen. Zo heeft Elia als netbeheerder bevoegd voor het gewestelijk transmissienet een voorstel uitgewerkt betreffende de algemene toepassingseisen en heeft het dit voorstel tussen 15 maart 2018 en 23 april 2018 voor openbare raadpleging voorgelegd.

Op 17 mei 2018 heeft Elia, als systeembeheerder bevoegd voor het gewestelijke transmissienet, zijn voorstel voor algemene toepassingseisen van de NC RfG ter goedkeuring overgemaakt aan BRUGEL. De bevoegde entiteiten moeten besluiten nemen inzake voorstellen voor eisen binnen een termijn van zes maanden volgend op de ontvangst van die voorstellen. Na een grondig onderzoek van het voorstel van Elia heeft BRUGEL in zijn beslissing 72 van 16 november 2018², samen met de andere gewestelijke regulatoren, het voorstel van Elia, afgewezen.

Naar aanleiding van deze afwijzingsbeslissing hebben de netbeheerders en gewestelijke regulatoren de handen in elkaar geslagen om de kwaliteit van de Engelse versie van het document te verbeteren, onder meer door de opmerkingen geformuleerd in de afwijzingsbeslissing daarin op te nemen.

In mei 2019 heeft Elia een nieuw voorstel ingediend, waarop de regulatoren hebben gereageerd met een reeks laatste gemeenschappelijke opmerkingen die als bijlage 5.2 aan deze beslissing zijn gehecht. Na aanpassing van de tekst heeft Elia 23 augustus 2019 het meest recente voorstel van algemene toepassingsvereisten van de NC RfG ter goedkeuring voorgelegd. Deze beslissing heeft tot doel uitspraak te doen over deze laatste versie van het voorstel.

3.4 Analyse van het voorstel

BRUGEL stelt vast dat het nieuwe voorstel van Elia van betere kwaliteit is dan de vorige versies en rekening houdt met de verschillende eerder geformuleerde opmerkingen. BRUGEL wil wél de opmerking van de gewestelijke regulatoren met betrekking tot de inleiding (2.2.1 in bijgevoegd document 5.2) aanvullen door eraan te herinneren dat de ordonnantie betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, en meer bepaald artikel 30^{novies}, een gewestelijk kader vaststelt voor een geschillendienst. Deze in de schoot van BRUGEL opgerichte dienst is onder meer bevoegd om uitspraak te doen over klachten betreffende de werking van de gas- en elektriciteitsmarkt en betreffende de activiteiten van de netbeheerders. De geschillendienst van BRUGEL is dus bevoegd om uitspraak te doen over klachten tussen de gewestelijke transmissiesysteembeheerder (GTSB) en een gebruiker van dit net, tussen de distributiesysteembeheerder (DSB) en een gebruiker van dit net, of tussen de GTSB en de DSB.

3.5 Datum van inwerkingtreding van de algemene toepassingseisen van de NC RfG

De regionale regulatoren zijn met Elia overeengekomen op welke datum de algemene toepassingseisen van de NC RfG van toepassing worden. Het is afgesproken dat deze datum 1 november 2019 zal zijn.

4 Beslissing

Overwegende het voorstel met betrekking tot de algemene toepassingseisen van de NC RfG ingediend door Elia op 23 augustus 2019;

Gezien artikel 7 van de verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net;

Overwegende de gemeenschappelijke analyse van het voorstel als resultaat van de samenwerking tussen BRUGEL en de andere gewestelijke regulatoren, namelijk de Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) en de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG);

Rekening houdend met de opmerkingen geformuleerd in bijlage 5.2 van deze beslissing;

beslist BRUGEL om het op 23 augustus door Elia overgemaakte voorstel betreffende de algemene toepassingseisen van de NC RfG goed te keuren.

Deze beslissing treedt in kracht op het ogenblik van haar publicatie op de website van BRUGEL. De door deze beslissing goedgekeurde algemene toepassingseisen van DCC treden in werking op 1 november 2019.

Voor deze beslissing kan een klacht met het oog op heroverweging ingediend worden, overeenkomstig artikel 30octies van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Deze klacht heeft geen schorsende werking.

Voor deze beslissing kan ook bij de Raad van State een beroep worden ingeleid binnen een termijn van 60 dagen na de publicatie op de website van BRUGEL.

* *

*

5 Bijlagen

- 5.1 Algemene toepassingseisen van de NC RfG ingediend door Elia**
- 5.2 Gemeenschappelijk commentaar van de gewestelijke regulatoren met betrekking tot de voorstellen van algemene eisen overgemaakt op 21 mei 2019 door Elia in toepassing van de NC RfG**

Inhoud

1 Inleiding	3
2 Voorstel voor de bepaling van de significantie [Artikel 5]	5
2.1 Voorwaarden voor de keuze van de maximumcapaciteitsdrempelwaarden	6
2.1.1 Spanningsbereik van op de TSB aangesloten PGM's	6
2.1.2 Andere voorwaarden	7
3 Eisen voor type A	8
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 (LOM) beveiliging geïnitieerd door frequentiegradiënt [art. 13.1(b)]	9
3.1.4 Gelimiteerde frequentiegevoelige modus – Overfrequentie (LFSM-O) [art. 13-2 (a-g)]	9
Toegestane maximale vermogensreductie bij dalende frequentie [art. 13-4 en 13-5]	12
3.1.5	12
3.1.6 Logische interface om de injectie van actief vermogen te stoppen [art. 13-6]	13
3.1.7 Automatische koppeling [art. 13-7]	13
4 Eisen voor type B	14
4.1 Beheer van de frequentiestabiliteit en het actief vermogen	14
4.1.1 Afname van het actief vermogen via besturing op afstand [art. 14 - 2]	14
4.1.2 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 reactief vermogen 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]	16
4.3.4 Herstel van het actief vermogen na storing - SPGM [art. 17-3]	17
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 reactief vermogen - PPM [art. 20-2(a)]	18
4.4.3 Foutstroom en ondersteuning voor dynamische spanning [art. 20-2 (b en c)]	19
4.4.4 Herstel van het actief vermogen na storing [art. 20-3]	20
5 Eisen voor type C	21
5.1 Beheer van de frequentiestabiliteit en het actief vermogen	21
5.1.1 Regelbaarheid en regelbereik van het actief vermogen [art. 15-2 (a-b)]	21
5.1.2 Gelimiteerde frequentiegevoelige modus – onderfrequentie (LFSM-U) [art. 15-2 (c)]	21
5.1.3 Frequentiegevoelige modus [art. 15.2.d]	23
5.1.4 Regeling voor het herstel van de frequentie [art. 15-2(e)]	23
5.1.5 Realtime-monitoring van FSM [art. 15-2.g]	24
5.1.6 Automatische ontkoppeling voor spanning buiten het bereik [art. 15-3]	24
5.1.7 Snelheid van de wijziging van het actief vermogen [art. 15-6(e)]	24
5.2 Systeemherstel [art. 15-5]	24
5.2.1 Capaciteit om deel te nemen aan eilandbedrijf [art. 15.5(b)]	24
5.2.2 Capaciteit tot snelle hersynchronisatie [art. 15-5(c)]	24

5.3	Instrumentatie, simulatie en beveiliging	25
5.3.1	Verlies van rotorhoekstabiliteit of verlies van besturing [art. 15.6(a)]	25
5.3.2	Instrumentatie [art. 15.6(b)]	25
5.3.3	Simulatiemodellen [art. 15.6(c)]	25
5.3.4	Apparatuur voor bedrijfsvoering en veiligheid van het systeem [art. 15.6(d)]	25
5.3.5	Aarding van het sterpunt aan de netzijde van de opvoertransformator [art. 15.6(f)]	25
5.4	Spanningsregelmodus (voor SPGM en PPM) [art. 19-2(a) en art. 21.3(d)]	25
5.5	Eisen voor type C SPGM	27
5.5.1	Capaciteit voor het leveren van reactief vermogen van SPGM's [art. 18-2]	27
5.5.2	Eisen voor spanningsregeling voor SPGM type C	27
5.6	Eisen voor type C PPM	28
5.6.1	Synthetische inertie voor PPM [art. 21-2]	28
5.6.2	Capaciteit voor het leveren van reactief vermogen - PPM [art. 21-3(a-c)]	28
5.6.3	Spanningsregeling - PPM [art. 21-3 (d) en (e)]	30
6	Eisen voor type D	31
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
7	Afkortingen	34
8	Referenties	35
9	Bijlage I – Definitie FRT-profiel (fragment van artikel 14.3 RfG[1])	36

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, op 17 mei 2018, een voorstel voor eisen van algemene toepassing (of de methodologie gebruikt om deze te berekenen of vast te leggen) ter goedkeuring voorlegt aan 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 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 van 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 implementatie van de niet-limitatieve eisen van de openbare DSB's is voorgesteld in de technische specificaties van Synergrid C10-11. Eisen die door Elia als TSB bepaald zijn voor op de DSB's aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden worden behandeld in C10-11 en worden verondersteld overeen te stemmen met de relevante voorschriften van dit document.

Om de implementatie van de eisen van de NC RfG te faciliteren, hebben Elia en de openbare DSB's zo goed mogelijk met elkaar afgestemd om de coherentie te vergroten en verschillen tussen een op het transmissienet of het distributienet aangesloten elektriciteitsproductie-eenheid (Power Generating Module, PGM) in termen van de technische eisen en de juridische leesbaarheid zoveel mogelijk te vermijden.

Op 17 mei 2018 heeft Elia de algemene eisen betreffende de NC RfG, NC DCC en NC HVDC ingediend bij de bevoegde instanties, samen met het voorstel (met bijgehouden wijzigingen) voor het gewijzigde Federaal technisch reglement [4] (en het formele voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM's van het type B, C en D). Elia heeft vooraf een publieke consultatie georganiseerd over alle documenten, van 15 maart tot en met 16 april 2018 voor het Federaal technisch reglement en tot en met 23 april 2018 voor de algemene eisen. De publieke consultatie over de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van het type B, C en D vond al plaats 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 over elk van de relevante onderwerpen. In de afgelopen maanden werd dit document geleidelijk aan voltooid en aan de stakeholders voorgesteld, met name tijdens de workshops over het Federaal technisch reglement, tot alle niet-limitatieve algemene eisen opgenomen waren.

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 openbare DSB's). 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 PGM's.

Dit document behandelt vooral, maar is niet beperkt tot, het voorstel voor de implementatie van de niet-limitatieve eisen in de NC RfG. Om de leesbaarheid te bevorderen kan dit document ook limitatieve NC-eisen, implementatievoorstellen 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 (IGD) van ENTSO-E betreffende "Parameters van niet-limitatieve eisen" [6] als leidraad, te definiëren door de (relevante) TSB en de relevante systeembeheerder.

Dit document vermeldt niet alleen de parameters die per onderwerp moeten worden bepaald, maar ook welk artikel van elke aansluitings-NC als niet-limitatief moet worden beschouwd en wie als relevante systeembeheerder een implementatievoorstel dient te definiëren.

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 (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 te ondersteunen. De feitelijk geïmplementeerde PGM-karakteristieken en -functionaliteiten moeten megedeeld worden aan de relevante systeembeheerder en/of transmissiesysteembeheerder.

De TSB kan uitzonderingen toestaan voor een specifiek aansluitingspunt, op voorwaarde dat de technische of economische voordelen van de uitzondering werden aangetoond. De op het Elia-net aangesloten netgebruiker stuurt hiervoor een gemotiveerd verzoek naar de TSB, die de opgegeven redenen analyseert. Indien de TSB van oordeel is dat de redenen die voor de afwijking worden opgegeven onvoldoende bewijzen bevatten, niet gerechtvaardigd zijn, geen verband houden met technische of economische redenen of in strijd zijn met de regelgeving, zal de TSB de netgebruiker een gemotiveerde verantwoording geven. In overeenstemming met de geldende regelgeving kan de netgebruiker beroep aantekenen tegen de beslissing van de TSB bij de bevoegde regulator.

In lijn met NC RfG artikel 3.2(b) zijn de algemene eisen niet van toepassing voor noodvermogen PGM's¹, tenzij deze PGM's ondersteunende diensten aanbieden op vrijwillige basis en gedurende meer dan 5 minuten per maand.

In dit document wordt het Elia-net gedefinieerd als het elektriciteitsnet waarop Elia eigendomsrechten of ten minste een gebruiks- of exploitatierecht bezit en waarvoor Elia is aangewezen als systeembeheerder. Ondanks het feit dat Elia het transmissienet ook op spanningsniveaus van meer dan 70 kV beheert, omvat deze term in het kader van dit document ook de lokale transmissienetten en het regionale transmissienet en "Plaatselijk Vervoernet", allemaal met een spanning van 70 kV en lager, waarvoor Elia als netbeheerder is aangewezen.

¹ PGM's die geïnstalleerd werden om in noodvermogen te voorzien en die in parallel met het systeem werken gedurende minder dan 5 minuten per kalendermaand terwijl het systeem in normale systeemtoestand verkeert. Parallelwerking tijdens onderhoud of opleveringstesten van die PGM wordt niet meegeteld bij die grenswaarde van 5 minuten.

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

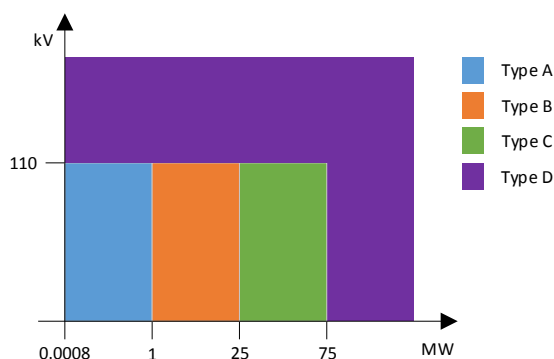
Het huidige voorstel voor de bepaling van de significantie werd gedeeld met de belanghebbenden via de "Publieke Consultatie over het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D", die liep van 19/05/2017 tot 20/06/2017 en [online](#) beschikbaar is. De voorgestelde drempelwaarden zijn het resultaat van verschillende ~~ronde~~ workshops en besprekingen met de belanghebbenden en de autoriteiten. Een samenvatting van de voorgestelde bepaling van de significantie wordt hieronder gegeven.

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

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

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

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



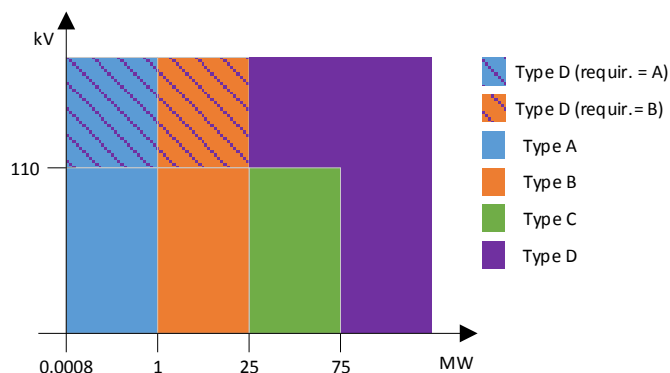
Afbeelding 1: Grafische voorstelling van de maximumcapaciteitsdrempelwaarden.

Elia stelt echter voor om de eisen aan te passen voor elektriciteitsproductie-eenheden met een maximale geïnstalleerde capaciteit lager dan 25 MW en met een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV, om de specificatie te weerspiegelen van de elektriciteitsproductie-eenheid van hetzelfde formaat met een spanning op het aansluitingspunt lager dan of gelijk aan 110 kV. De eisen zullen aangepast worden door middel van een afwijkinsverzoek 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 $0,8kW \leq P_{MAX}^{Capaciteit} < 1 MW$ zal dezelfde eisen volgen als een PGM van type A.
- Een PGM van type D met een $1 MW \leq P_{MAX}^{Capaciteit} < 25MW$ zal dezelfde eisen volgen als een PGM van type B.

In Afbeelding 2 hieronder wordt een grafische voorstelling gegeven van de eisen die hier naar verwachting uit zullen resulteren.



Afbeelding 2: 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 aansluitingspunt zich offshore bevindt, dezelfde voorschriften dienen te volgen als de 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 op de TSB aangesloten PGM's

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
Spanningen onder 300 kV	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 van PGM, vastgelegd in het aansluitingscontract
Spanningen boven 300 kV	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 van PGM, vastgelegd in het aansluitingscontract

Tabel 1: Spanningsbereik PGM's.

De volgende basisspanningswaarden worden beschouwd als referentie voor de in Tabel 1 vermelde pu-waarden voor PGM's aangesloten op het net van de TSB:

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

Indien bredere of langere spanningsbereiken in economische en technische zin haalbaar zijn, weigert de eigenaar van de installatie niet op onredelijke gronden deze aan de relevante 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 de toepasselijke federale en regionale technische reglementen (FTR, TRPV, TRGT en RTTL) voor eenheden van hetzelfde type en formaat ([4-7-8-9]). Deze technische eisen worden in detail beschreven in § 5.5.2.

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 aansluitingspunt, 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 uit art. 19(2)b.(v) via een individueel aansluitingscontract.

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 finale documenten voor de implementatie (IGD) die voor openbare raadpleging werden gepubliceerd op de website van ENTSO-E (afgesloten op 21 december 2017)². In het geval van een aanpassing van de IGD kan waar relevant rekening worden gehouden met mogelijke toekomstige aanpassingen na raadpleging van de relevante stakeholders.

3.1 Frequentievereisten

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

Als TSB bepaalt Elia het volgende frequentiebereik en minimale tijdsperiode:

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).

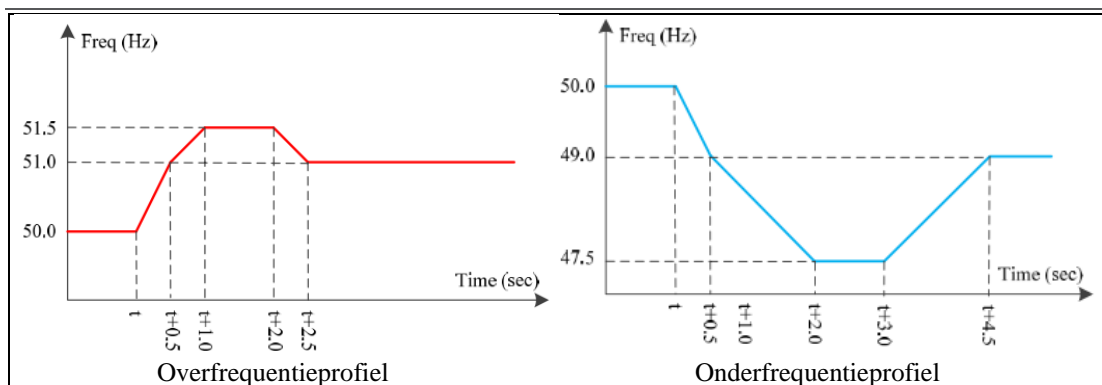
Bovendien moet in toepassing van de paragrafen 13-1 (a)(ii) en (a)(iii) als volgt worden omgegaan met de bedrijfsperiode in het frequentiebereik van 51,5 Hz tot 52,5 Hz, op voorwaarde dat de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid niet onredelijk zal weigeren om een breder frequentiebereik of langere minimumtijden voor de werking ervan toe te passen, rekening houdend met de economische en technische haalbaarheid.

- 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.

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

Als TSB bepaalt Elia de voorgestelde ongevoeligheid voor frequentiegradiënt waarbij rekening wordt 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 het Elia-net 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).

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



Afbeelding 3: Voorgestelde frequentiestabiliteit versus tijd.

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

Voor alle PGM's kan een Loss of Main (LOM) beveiliging op basis van de frequentiegradiënt toegelaten en bepaald worden door de RSB in coördinatie met de TSB volgens de bepalingen van artikel 13.(1)b. In dat geval wordt de frequentiegradiëntmeting die wordt gebruikt voor de LOM-beveiliging, gebruikt om eilandwerking te detecteren en mag ze niet worden verward met de ongevoeligheid voor de frequentiegradiënt bepaald in § 3.1.2

Voor PGM's die aangesloten zijn op het Elia-net 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 gehele elektriciteitssysteem). Om technische redenen en redenen van netveiligheid kunnen lagere drempelwaarden geval per geval overeengekomen worden.

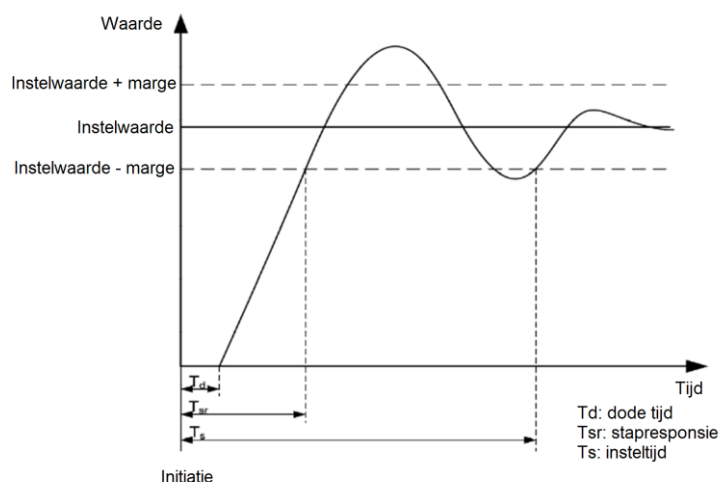
3.1.4 Gelimiteerde frequentiegevoelige modus – Overfrequentie (LFSM-O) [art. 13-2 (a-g)]

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.

De huidige eis van Elia als TSB 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 minimum regelniveau 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:

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

Hierbij is ΔP de verandering in actief vermogen van de PGM; f_n is de nominale frequentie (50 Hz) in het net en Δf is de frequentie-afwijking in het net. Bij te hoge frequenties, waar Δf hoger is dan Δf_1 , zal de PGM haar actief vermogen in de negatieve zin moeten aanpassen in overeenstemming met de statiek s .

De NC RfG voorziet twee opties om P_{ref} voor power park modules te bepalen: ofwel P_{max} ofwel het eigenlijk actief vermogen op het moment dat de LFSM-drempel bereikt wordt. Om een correcte respons van het werkzame 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-actief vermogen P_{ref} toegekend op basis van de verwachte capaciteit:

- P_{ref} is standaard het eigenlijk actief 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 in de buurt van de maximumcapaciteit te werken (bijvoorbeeld voor offshore windparken die aangesloten zijn op het Elia-net);

Voor SPGM:

Parameters (SPGM)	Voor vermogenstoename	Voor vermogensafname
Stapresponstijd	≤ 5 minuten voor een toename van het actief vermogen van 20% P_{max} (merk op dat de respons zo snel als technisch mogelijk moet zijn, bijvoorbeeld een langzame reactie is niet van toepassing bij een verhoging kortstondig – enkele seconden – na een afnamefase)	≤ 8 seconden voor een afname van het actief vermogen van 45% P_{max}

Stabilisatietijd	≤ 6 minuten voor een toename van het actief vermogen (merk op dat de respons zo snel als technisch mogelijk moet zijn, bijvoorbeeld een langzame reactie is niet van toepassing bij een verhoging kortstondig – enkele seconden – na een afnamefase)	≤ 30 seconden voor een afname van het actief vermogen
-------------------------	--	---

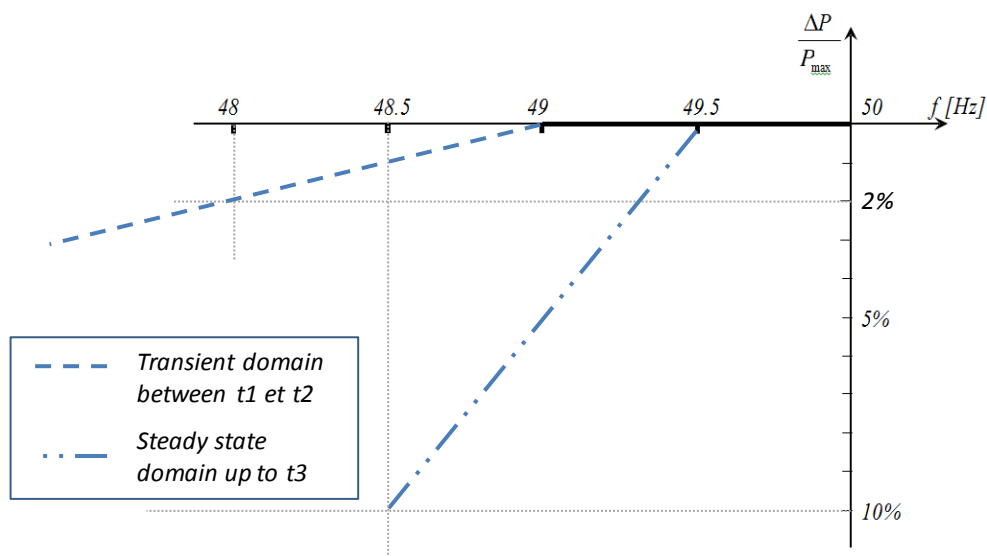
Voor PPM:

Parameters (PPM)	Voor vermogenstoename	Voor vermogensafname
Staprespons tijd	<p><i>Voor opwekking van windenergie:</i> ≤ 5 seconden voor een toename van het actief vermogen van 20% P_{max} (merk op dat de respons zo snel als technisch mogelijk moet zijn, bijvoorbeeld voor operationele punten lager dan 50% P_{max}, kan een reactie langzamer zijn, maar moet sneller dan 5 seconden blijven)</p> <p><i>Voor de rest:</i> ≤ 10 seconden voor een toename van het actief vermogen van 50% P_{max}</p>	≤ 2 seconden voor een afname van het actief vermogen van 50% P _{max}
Stabilisatietijd	≤ 30 seconden voor een toename van het actief vermogen	≤ 20 seconden voor een afname van het actief vermogen

Voor gasturbines en verbrandingsmotoren waarvan de technische specificaties niet aan de hierboven beschreven standardeisen kunnen voldoen, worden de volgende alternatieve eisen toegepast:

- Bij $P_{max} \leq 2\text{MW}$, ten minste 1,11% P_{max}/s (stijgende of dalende frequentie)
- Bij $P_{max} > 2\text{MW}$, ten minste 0,33% P_{max}/s (stijgende of dalende frequentie)

3.1.5 Toegestane maximale vermogensreductie bij dalende frequentie [art. 13-4 en 13-5]



Afbeelding 5: Maximaal toegestane reductie van het actief vermogen bij de maximale productiecapaciteit voor transiënte en stationaire domeinen.

Als TSB bepaalt Elia de volgende eisen betreffende de toegestane maximale reductie van het vermogen bij dalende frequentie.

Voor PPM's is geen reductie van het actief vermogen boven 49 Hz toegelaten. Onder 49 Hz kan een reductie van het actief vermogen toegelaten worden met een maximum actief vermogensreductie van 2% per Hz (hoewel niet verwacht wordt dat er in dit bereik technische limieten zijn.)

Voor SPGM's, teneinde de systeembehoefte en technologische beperkingen in acht te nemen, worden twee afzonderlijke profielen voor het transiënte en het stationaire domein voorzien. Indien er geen technische beperkingen zijn om het actief vermogen te handhaven, moet een reductie van het actief 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 actief 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 actief 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 actief vermogen ten opzichte van de maximale productiecapaciteit.

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

De standaard toepasselijke omgevingsomstandigheden worden bepaald als volgt:

- Temperatuur: 0 °C
- Hoogte tussen 400 m en 500 m
- Vochtigheid: tussen 15 en 20 g H₂O/Kg

De naleving zal gebaseerd zijn op een homologerende certificering. Een benadering geval per geval (in coördinatie met de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid) is mogelijk voor op het Elia-net aangesloten eenheden van type C en D.

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

In naleving van de toepasselijke regionale regelgevende bepalingen, zal het recht om bijkomende uitrusting te vragen om de logische interface op afstand te kunnen bedienen tijdig door de relevante systeembeheerder worden bevestigd.

3.1.7 Automatische koppeling [art. 13-7]

Als gevolg van een brede systeemstoring kan een ongecontroleerde connectie van een groot productievolume de systeemstabiliteit verder in gevaar brengen. Bijgevolg zijn criteria met betrekking tot decentrale productie nodig om een veilige automatische koppeling toe te staan, enkel tijdens de normale bedrijfswerking (normale frequentie en spanningen).

Als TSB laat Elia automatische koppeling toe voor alle eenheden van het type A, enkel indien aan de volgende voorwaarden is voldaan:

1. Frequentie tussen 49,9 Hz en 50,1 Hz; en
2. Spanning tussen 0,85 Un³ en 1,10 Un; en
3. Als aan de bovenstaande voorwaarden voldaan is, geldt een minimale observatietijd van 60 seconden.

Wanneer het opnieuw koppelen na een storing op het net gebeurt, is de maximale toegestane gradiënt voor het actief vermogen 10% van Pmax/minuut.

Voor de types B en C aangesloten op het Elia-net blijven de vereisten van artikel 13.7 van NC RfG van toepassing. De automatische aansluiting is onderworpen aan een individuele toelating die moet worden vastgelegd in hun individuele aansluitingscontracten.

³ Voor PGM's Type A kan gedurende lange tijd een lagere spanning worden vastgesteld; daarom wordt een lagere spanning (in vergelijking met het opnieuw koppelen van een Type B) overwogen om koppeling gedurende de normale werking van het net mogelijk te maken.

4 Eisen voor type B

Naast de vereisten voor type A en rekening houdend met de bepalingen van artikel 14.1, wordt het volgende gevraagd.

4.1 Beheer van de frequentiestabiliteit en het actief vermogen

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

In naleving van de toepasselijke regionale regelgevende bepalingen zal het recht om bijkomende uitrusting te vragen om het actief vermogen vanop afstand te kunnen besturen tijdig door Elia als relevante systeembeheerder worden bevestigd.

4.1.2 Automatisch opnieuw koppelen [art. 14-4]

Zoals vermeld in 14-4(a), zijn de (door Elia als TSB bepaalde) voorwaarden die de PGM toelaten om opnieuw te koppelen 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 het opnieuw koppelen gebeurt na een ontkoppeling veroorzaakt door een storing op het net, is de maximale toegestane gradiënt voor het actief vermogen 10% van Pmax/minuut.

Voor op het Elia-net aangesloten PGM-eenheden van het type B, C en D is het installeren en uitvoeren van automatisch opnieuw koppelen verboden en onderworpen aan de goedkeuring in hun individuele aansluitingscontracten, geval per geval.

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 Elia en vastgelegd worden in het individuele aansluitingscontract.

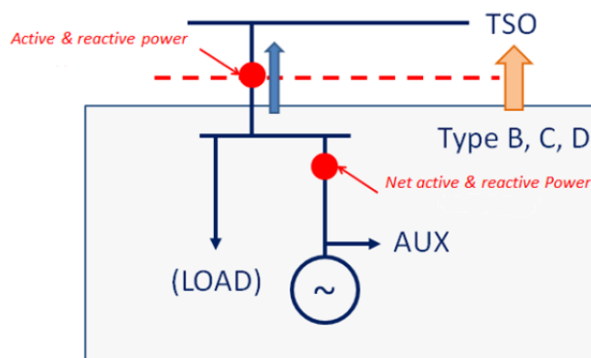
4.2.2 Uitwisseling van informatie [art. 14-5(d)]

Eisen voor realtime metingen:

PGM van type B aangesloten op het Elia-net:

- positie van de onderbrekers op het aansluitingspunt (of een ander met Elia overeengekomen interactiepunt);
- actief vermogen en reactief vermogen op het aansluitingspunt (of een ander met Elia overeengekomen interactiepunt); en
- netto actief vermogen en reactief vermogen van de elektriciteitsproductie-installatie in het geval van een elektriciteitsproductie-installatie met ander verbruik dan eigen bedrijfsverbruik.

Indien het technisch niet haalbaar is deze informatie mee te delen, kunnen het bruto actief vermogen en het reactief vermogen van de elektriciteitsproductie-installatie aanvaard worden, maar dit moet geval per geval tijdens het aansluitingsproces met Elia overeengekomen worden en vastgelegd worden in het individuele aansluitingscontract.



Afbeelding 6: Verduidelijking van het concept van netto en bruto meting.

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-frequentieregeling processen 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 systeembeheerder mogelijk andere realtime metingen nodig heeft, afhankelijk van de locatie van de SPGM, 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 systeembeheerder⁴.

4.3 Eisen voor type B – SPGM

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

De vereiste capaciteiten voor reactief vermogen 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 zijn van toepassing op SPGM's aangesloten op het Elia-net.

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

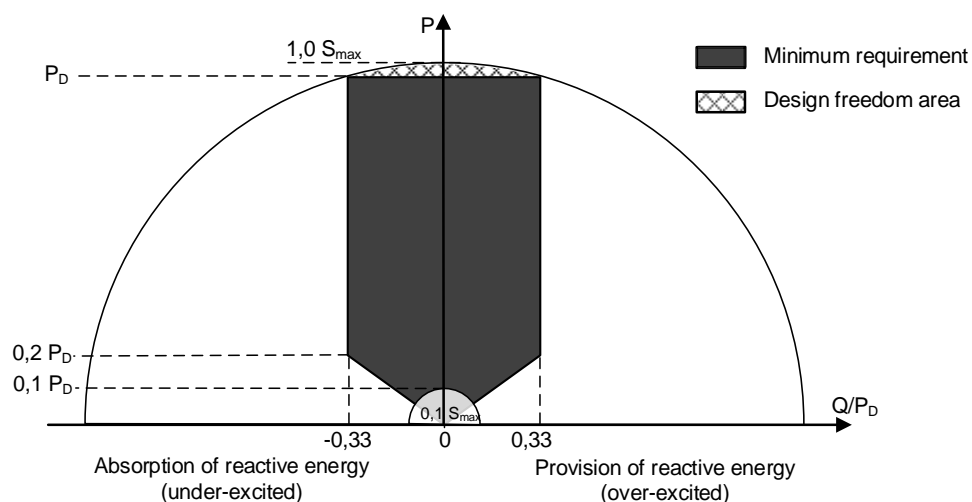
Wat andere spanningen dan 1 pu⁵ betreft, geeft Afbeelding 8 het vereiste U/U_c -Q/ P_D -profiel weer.

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 aan de relevante systeembeheerder tijdens de aansluitingsprocedure.

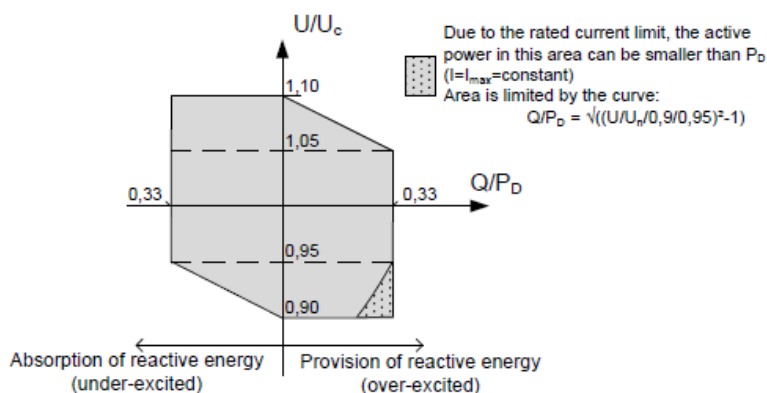
De eigenaar van het SPGM mag het gebruik van de grotere capaciteit voor het leveren van reactief vermogen niet weigeren zonder technische of economische rechtvaardiging, rekening houdend met de economische en technische haalbaarheid. Daarom wordt verwacht dat de capaciteiten van de eenheid niet beperkt 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.

⁴ Aangezien de communicatienormen in de toekomst kunnen veranderen, zal Elia specificaties betreffende communicatieprotocollen beschikbaar stellen op haar website.

⁵ De nominale spanningswaarden zijn gedefinieerd in § **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**



Afbeelding 7: Capaciteitscurve voor SPGM type B.



Afbeelding 8: U/U_c - Q/P_D -profiel voor SPGM van het type B als weergave van de eisen inzake reactief vermogen 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 draaistroomgeneratorklemspanning kan leveren aan een op afstand selecteerbare referentiewaarde, zonder instabiliteit over het gehele bedrijfsbereik van de synchrone productie-eenheid. Dit betekent dat deze SPGM in staat zal zijn de spanning te regelen met 2 regelmodi:

- Qfix: een constant reactief vermogen 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

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

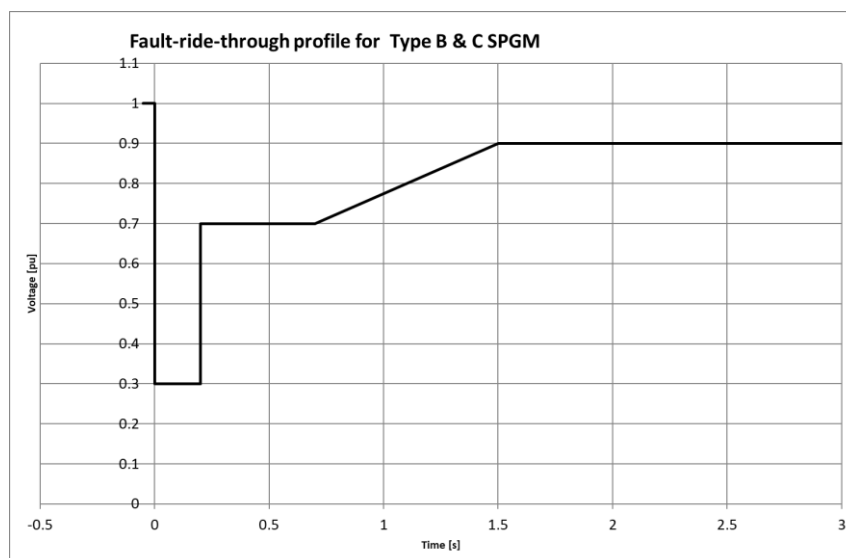
Aan deze eis, bepaald door Elia als TSB moet voldaan worden op het aansluitingspunt).

De SPGM dient in staat te zijn het net te ondersteunen tijdens snelle transiënte spanningen en kortsluitingen van het net waarvoor het profiel van spanning versus tijd Fault-Ride-Through (FRT) wordt

genoemd. De 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 $U=1 \text{ pu}$ ⁶ vertegenwoordigt de nominale spanning (gekoppeld) op het aansluitingspunt.



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]
$U_{\text{ret}} = 0,3$	$t_{\text{clear}} = 0,2$
$U_{\text{clear}} = 0,7$	$t_{\text{rec1}} = t_{\text{clear}}$
$U_{\text{rec1}} = 0,7$	$t_{\text{rec2}} = 0,7$
$U_{\text{rec2}} = 0,9$	$t_{\text{rec3}} = 1,5$

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.

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

SPGM's van het type B moeten in staat zijn om na een storing het actief vermogen te herstellen terwijl de eenheid op het net aangesloten blijft.

Voor SPGM's zullen de waarden van de grootte en tijd voor het herstel van het actief vermogen locatiegebonden specificaties zijn: ze dienen geval per geval te worden overeengekomen met de TSB tijdens het aansluitingsproces en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract.

⁶ De nominale spanningswaarden zijn gedefinieerd in §2.1.1.

4.4 Eisen voor type B – PPM

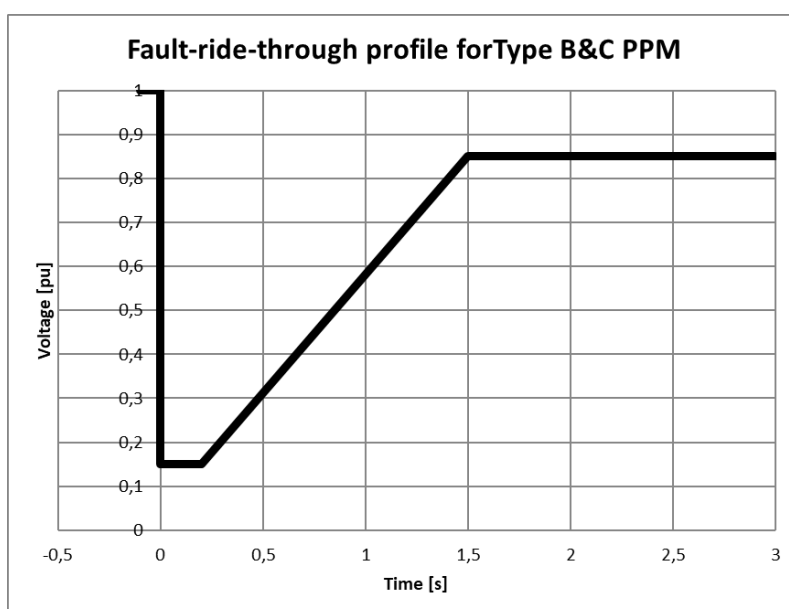
4.4.1 Fault-ride-through voor symmetrische en asymmetrische storingen - PPM [art. 14.3]

Aan deze eis bepaald door Elia als TSB moet voldaan worden op het aansluitingspunt.

De PPM-eenheid dient in staat te zijn om het net te ondersteunen tijdens snelle transiënte spanningen en kortsluitingen van het net 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 aansluitingspunt), 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 $U=1$ pu⁷ vertegenwoordigt de nominale spanning (gekoppeld) op het aansluitingspunt.



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]
$U_{ret}=U_{clear}=U_{ret1}=0,15$	$T_{clear}=t_{rec1}=t_{rec2}=0,2$
$U_{rec2}=0,85$	$t_{rec3}=1,5$

4.4.2 Capaciteit inzake reactief vermogen - PPM [art. 20-2(a)]

Aan de vereiste capaciteit om reactief vermogen 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 reactief vermogen bepaald door het Q-P-profiel dat te zien is op Afbeelding 11, waarbij de beperkingen gebaseerd zijn op nominale stroom bij een hoog actief vermogen, en door een arbeidsfactor ($\cos(\phi)$) die bepaald

⁷ De nominale spanningswaarden zijn gedefinieerd in §2.1.1.

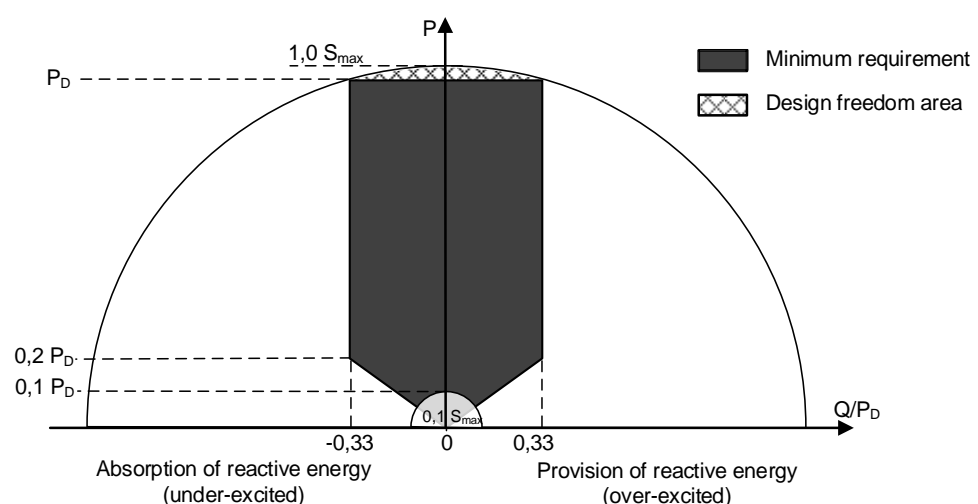
wordt door de 2 punten bij $Q = -33\%$ en $+33\%$ van P_D , waar P_D het maximale actief vermogen is dat geproduceerd kan worden bij het maximale gevraagde reactief vermogen (dus gelijk aan $0,95 \cdot S_{nom}$).

Wat andere spanningen dan 1 pu betreft, geeft Afbeelding 12 het vereiste U/U_c - Q/P_D -profiel weer.

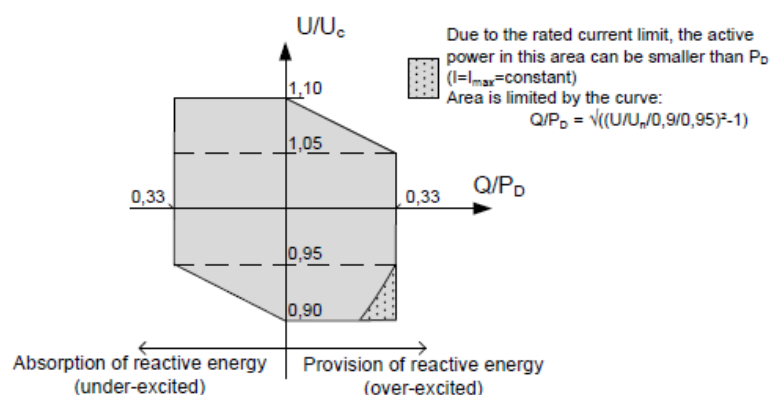
Merk op dat de effectief resulterende beschikbare capaciteit van de PPM op het *aansluitingspunt* (dit kan verschillen van de PPM-klemmen) moet worden meegedeeld, aangetoond en ter beschikking gesteld van de relevante systeembeheerder tijdens de aansluitingsprocedure.

Indien de PPM-eenheid de mogelijkheid heeft om de spanning te regelen voor grotere waarden dan de minimumvereisten in Afbeelding 11, mag de eigenaar van de PPM niet onredelijk weigeren deze capaciteit ter beschikking van de RSB te stellen, rekening houdend met de economische en technische haalbaarheid. Daarom wordt verwacht dat de capaciteiten van de eenheid niet beperkt worden om te voldoen aan de minimeisen, maar dat de volledige capaciteit benut wordt om de stabiliteit van het systeem te ondersteunen, zoals in de overeenkomst is aangegeven.

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_D -profiel voor PPM van het type B als weergave van de eisen inzake reactief vermogen voor andere spanningen dan 1 pu.

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

De PPM-eenheid zal in staat zijn om bijkomende reactieve stroom 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 reactieve stroom zal een functie zijn van de positieve spanning op het aansluitingspunt afhankelijk van de beschikbare capaciteit van de PPM.

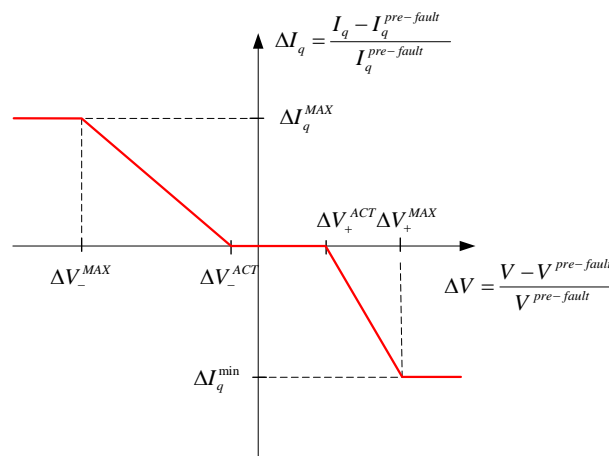
De resulterende injectie van stroom op het aansluitingspunt moet gesimuleerd worden en gedeeld worden met de TSB rekening houdend met de actieve en reactieve stroomcomponenten.

De kenmerken voor de vereiste extra injectie van reactieve stroom 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 reactieve stroom 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 DSB of Elia zijn) in samenspraak met de relevante TSB. De parameterinstelling van deze functionaliteit is dus locatiegebonden.



Afbeelding 13: Injectie van extra reactieve stroom.

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, in samenspraak met de relevante TSB. De parameterinstelling van deze functionaliteit is dus locatiegebonden.

4.4.4 Herstel van het actief vermogen na storing [art. 20-3]

Voor PPM's moeten de parameters van deze functionaliteit en haar activering geval per geval worden overeengekomen tijdens het aansluitingsproces met de relevante TSB en worden vastgelegd in het individuele aansluitingscontract. Deze parameters zijn dus locatiegebonden eisen.

5 Eisen voor type C

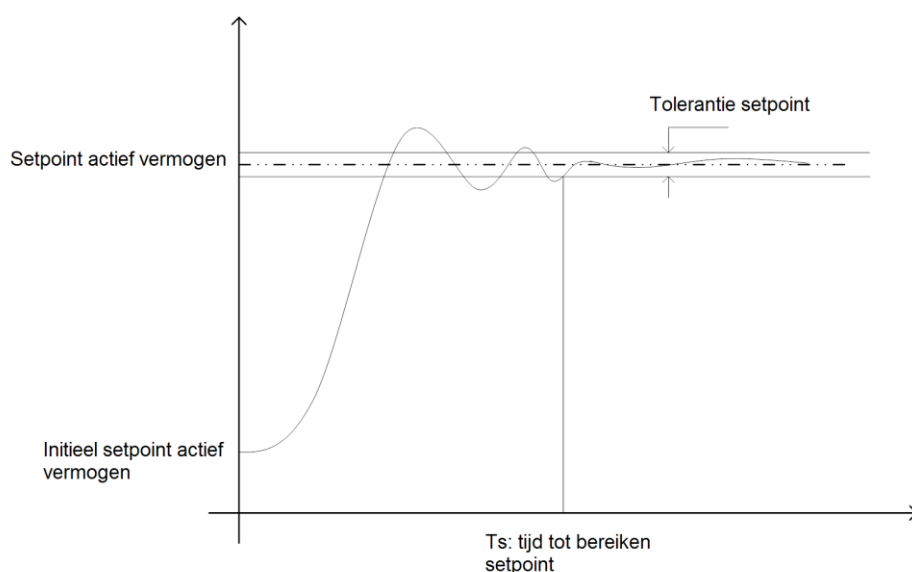
Naast de relevante specificaties voor type B en rekening houdend met de bepalingen van artikel 15.1 wordt het volgende gevraagd.

5.1 Beheer van de frequentiestabiliteit en het actief vermogen

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

De relevante TSB stelt de tijdsperiode vast waarbinnen de aangepaste referentiewaarde voor het actief 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 actief 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 actief 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 actief vermogen.

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

Net als bij de LFSM-O-eisen, om rekening te houden met het gedrag van systeemtransiënten en de behoefte aan een toereikende frequentieresponsreactie, behandelt de huidige vereiste, bepaald door Elia als TSB, ook de responsprestaties, rekening houdend met de verschillende PGM-technologieën. De levering van actief vermogen naargelang de frequentie is onderworpen aan de 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:

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

Hierbij is ΔP de verandering in actief vermogen van de PGM; f_n is de nominale frequentie (50 Hz) in het net en Δf is de frequentie afwijking in het net. Bij te hoge frequenties waar Δf hoger is dan Δf_1 , zal de PGM haar actief vermogen in de negatieve 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 actief vermogen op het moment dat de LFSM-drempel bereikt wordt. Om een correcte respons van het actief 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-actief vermogen P_{ref} daarom toegekend:

- P_{ref} is standaard het eigenlijk actief 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 in de buurt van de maximumcapaciteit te werken (bijvoorbeeld voor offshore windparken die aangesloten zijn op het Elia-net);

Voor SPGM:

Parameters (SPGM)	Voor vermogenstoename	Voor vermogensafname
Stapresponsstijd	≤ 5 minuten voor een toename van het actief vermogen van 20% P_{max} (merk op dat de respons zo snel als technisch mogelijk moet zijn, bijvoorbeeld een langzame reactie is niet van toepassing bij een verhoging kortstondig – enkele seconden – na een afnamefase)	≤ 8 seconden voor een afname van het actief vermogen van 45% P_{max}
Stabilisatietijd	≤ 6 minuten voor een toename van het actief vermogen (merk op dat de respons zo snel als technisch mogelijk moet zijn, bijvoorbeeld een langzame reactie is niet van toepassing bij een verhoging kortstondig – enkele seconden – na een afnamefase)	≤ 30 seconden voor een afname van het actief vermogen

Voor PPM:

Parameters (PPM)	Voor vermogenstoename	Voor vermogensafname
Stapresponsstijd	<p>Voor opwekking van windenergie: ≤ 5 seconden voor een toename van het actief vermogen van 20% P_{max} (merk op dat de respons zo snel als technisch mogelijk moet zijn, bijvoorbeeld voor operationele punten lager dan 50% P_{max}, kan een reactie langzamer zijn, maar moet sneller dan 5 seconden blijven)</p> <p>Voor de rest: ≤ 10 seconden voor een toename van het actief vermogen van 50% P_{max}</p>	≤ 2 seconden voor een afname van het actief vermogen van 50% P_{max}
Stabilisatietijd	≤ 30 seconden voor een toename van het actief vermogen	≤ 20 seconden voor een afname van het actief vermogen

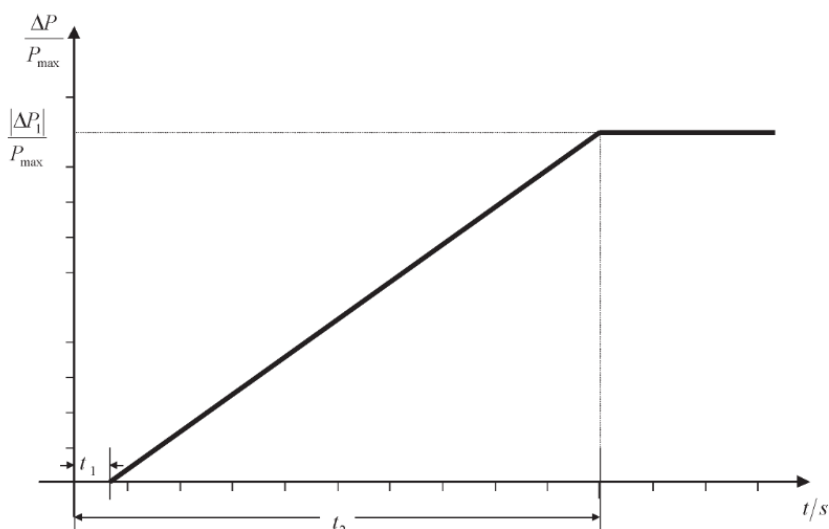
Voor gasturbines en verbrandingsmotoren waarvan de technische specificaties niet aan de hierboven beschreven standaardeisen kunnen voldoen, worden de volgende alternatieve eisen toegepast:

- Bij $P_{\max} \leq 2\text{MW}$, ten minste 1,11% P_{\max}/s (bij stijgende of dalende frequentie)
- Bij $P_{\max} > 2\text{MW}$, ten minste 0,33% P_{\max}/s (bij stijgende of dalende frequentie)

5.1.3 Frequentiegevoelige modus [art. 15.2.d]

De door Elia als TSB bepaalde instellingsparameters voor de frequentiegevoelige modus worden hieronder samengevat:

Parameters	Waarden en bereik
Bereik van het actief vermogen $ \Delta P /P_{\max}$	Een bereik tussen 2% en 10%
Ongevoeligheid van de frequentierespons	$ \Delta f $ Maximaal 10 mHz
	$ \Delta f /f_n$ Maximaal 0,02%
Dode band van de frequentierespons	0 mHz en aanpasbaar tussen 0 en 500 mHz (een gecombineerde responsongevoeligheid, mogelijke 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 /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 actief 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 actief 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 als TSB die momenteel van toepassing zijn, moeten geval per geval worden overeengekomen met de relevante systeembeheerder 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) [10] en de eisen van Elia als TSB die momenteel van toepassing zijn, moeten tijdens het aansluitingsproces geval per geval worden overeengekomen met de relevante systeembeheerder en vastgelegd in het individuele aansluitingscontract.

5.1.6 Automatische ontkoppeling voor spanning buiten het bereik [art. 15-3]

Automatische ontkoppeling als gevolg van over- of onderspanningen wordt niet als een algemene vereiste maar als een locatiegebonden vereiste 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 netgebruiker zal de instellingen van het ontkoppelingsrelais moeten valideren bij de relevante TSB.

Automatisch opnieuw koppelen met het net na een ontkoppeling is niet toegelaten en dient te worden gecoördineerd met de relevante TSB.

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

Minimum- en maximumgrenzen voor het op- en afregelen (opwaarts en neerwaarts) van het actief 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 [10] 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 de federale en regionale technische reglementen (FTR, TRPV, TRGT en RTTL) [4-7-8-9].

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 ontkoppeling 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 ontkoppeling 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 net. 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-net 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 eigenaar van de elektriciteitsproductie installatie (PGFO).

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

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

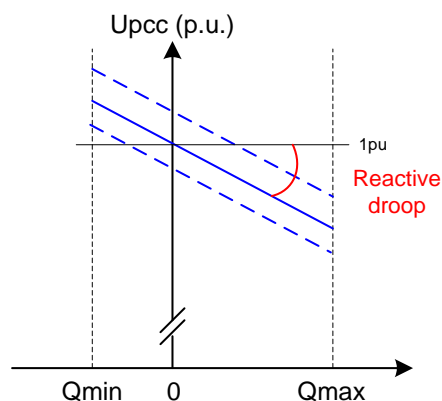
5.4 Spanningsregelmodus (voor SPGM en PPM) [art. 19-2(a) en art. 21.3(d)]

Aan deze eis moet voldaan worden op het aansluitingspunt.

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

Deze specificaties worden gegeven overeenkomstig de federale en regionale technische reglementen (FTR, TRPV, TRGT en RTTL) [4-7-8-9]. Elektriciteitsproductie-eenheden van de types C en D worden beschouwd als regeleenheden. Ze moeten in staat zijn om hun op het aansluitingspunt geïnjecteerde reactief vermogen 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 aansluitingspunt. De wijziging van de referentiewaarde zal onmiddellijk na ontvangst van het verzoek uitgevoerd worden;
- De uitwisseling van reactief vermogen met het TSB-net 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 reactief vermogen is nul wanneer de netspanning op het aansluitingspunt gelijk is aan de spanningsreferentiewaarde.



Afbeelding 16: Principe voor de regeling van spanning en reactief vermogen.

De automatische spanningsregeling moet voldoen aan een eis voor reactief vermogenstatiek (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 α_{eq} tussen 18 en 25 ligt, zoals uitgedrukt in 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 aansluitingspunt
- $U_{norm, exp}$ de normale exploitatiespanning is op het aansluitingspunt
- Q_{net} het geïnjecteerde reactief vermogen is dat gemeten wordt op het aansluitingspunt

De waarden voor α_{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 reactief vermogen 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 reactief vermogen van het U-Q/P_{max}-diagram in Afbeelding 17.

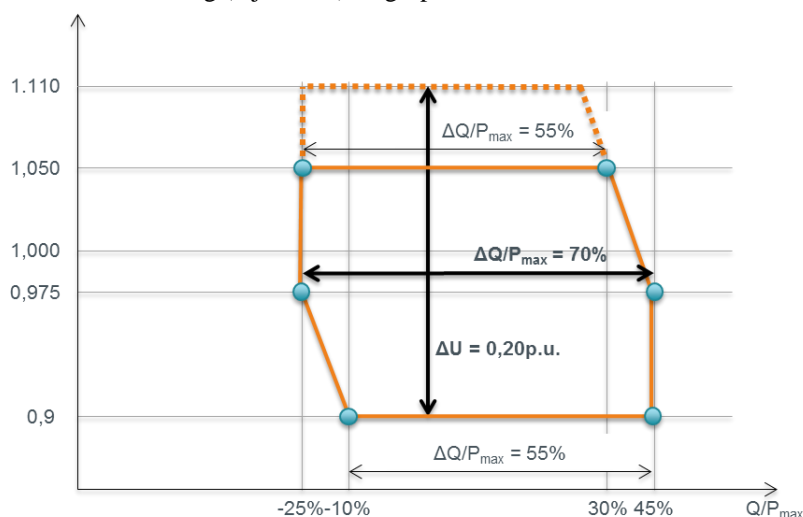
Voor elke aansluitingsaanvraag dient te worden aangetoond dat de SPGM in staat is om te werken binnen het bereik dat te zien is in de onderstaande afbeelding. De maximale spanningswaarde van 1,10 pu dient te worden beschouwd als 1,05 pu voor een aansluiting op een spanningsniveau hoger dan 300 kV.

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 aan de relevante systeembeheerder rekening houdend met de economische en technische haalbaarheid.

De eigenaar van het SPGM mag het gebruik van de hogere capaciteit om reactief vermogen te leveren niet onredelijk weigeren, rekening houdend met de technische of economische haalbaarheid. 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 reactief vermogen te leveren te leveren die te zien is in de bovenstaande afbeelding voor het volledige bedrijfsbereik van het actief 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 de huidige bepalingen van de toepasselijke Federale en regionale technische reglementen (FTR, TRPV, TRGT en RTTL) [4-7-8-9] 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 net aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden;
- een onderbekrchtigingsbegrenzer om te voorkomen dat de AVR de draaistroomgeneratorbekrchtiging terugregelt tot een niveau dat de synchrone stabiliteit negatief beïnvloedt;
- een overbekrchtigingsbegrenzer om te voorkomen dat de draaistroomgeneratorbekrchtiging 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;
- 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 aansluitingspunt, 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 Algemene Eisen schrijven geen functionaliteit voor synthetische inertie voor.

5.6.2 Capaciteit voor het leveren van reactief vermogen - 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 reactief vermogen te leveren binnen het Q-P-profiel dat beschreven is in Afbeelding 18.

Voor elke spanning op het aansluitingspunt tussen 90% en 110% van U_{nom} en voor elke waarde van het actief vermogen tussen P_{min} (0,2 pu van P_{nom}) en P_{nom} , dient de PPM in staat te zijn om op het aansluitingspunt - minstens - reactief vermogen 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 pu van P_{nom} , maar kan het bewegen binnen een ruimte van $[-0,3 \text{ pu van } P_{nom}, +0,35 \text{ pu van } P_{nom}]$, op basis van het aansluitingspunt, 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 gevraagd dat de PPM zou kunnen deelnemen aan de spanningsregeling, minstens in het bovenvermelde reactief vermogenbereik (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 gevraagd dat de PPM zou kunnen deelnemen aan de spanningsregeling voor het maximum van de technische capaciteiten van de installatie.

Voor elke spanningswaarde op het aansluitingspunt 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 actief vermogen tussen P_0 (gelijk aan 0,0263 pu van P_{nom}) en P_{min} , wordt het minimumbereik van het bedrijfspunt waarvoor het reactief vermogen 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 aansluitingspunt 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 actief vermogen boven P_0 , mag het reactief vermogen niet-geregeld zijn, maar de geïnjecteerde/geabsorbeerde waarden moeten beperkt zijn binnen een bereik van $Q = [-0,0329; +0,0329] \text{ pu}$ of P_{nom} ⁸, dat voorgesteld wordt door het gearceerde gebied in Afbeelding 18.

Bij specifieke spanningen op het aansluitingspunt is het benodigde reactieve stroombereik kleiner, zoals aangegeven in de U-Q/Pmax karakteristiek in Afbeelding 19.

Indien bepaalde eenheden van de PPM niet beschikbaar zijn, wegens storing of onderhoud, kan het reactieve stroombereik 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 onderstaande afbeelding). P_{av} wordt als volgt berekend:

⁸ Volgens de huidige bepalingen van de toepasselijke Federale en regionale technische reglementen (FTR, TRPV, TRGT en RTTL) [4-7-8-9]

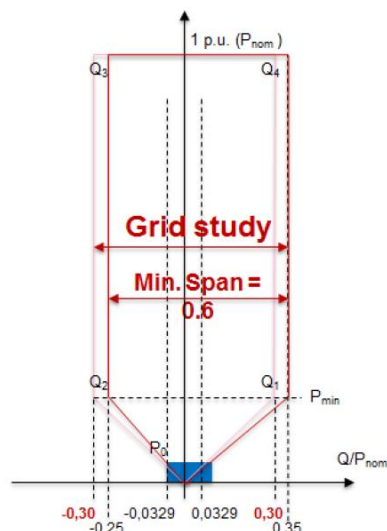
$$P_{av} = \sum_{i=1}^N av_i \times P_i$$

Waar:

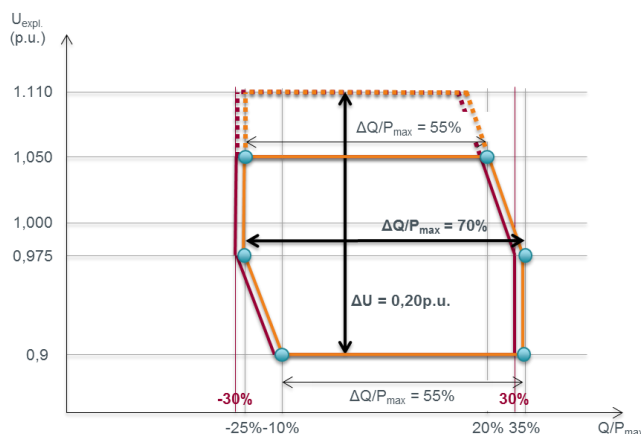
N het aantal geïnstalleerde eenheden in de PPM

av_i de beschikbaarheidsfactor van de eenheid (0 of 1)

P_i de productiecapaciteit van eenheid i tijdens de storing of onderhoud



Afbeelding 18: Capaciteit voor het leveren van reactief vermogen 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 aan de relevante systeembeheerder.

De eigenaar van de PPM mag het gebruik van de capaciteit om reactief vermogen te leveren niet onredelijk weigeren, rekening houdend met de technische of economische haalbaarheid. 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 reactief vermogen te leveren in spanningsregelmodus, reactief vermogenregelmodus of arbeidsfactor-regelmodus.

De eis voor het prioriteren van de bijdrage van het actief vermogen of reactief vermogen 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 en rekening houdend met de bepalingen van artikel 16.1, wordt het volgende geëist.

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:

	Spanningsbereik	Bedrijfsperiode
Spanningsbereik beneden 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Onbeperkt
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minuten
Spanningsbereik boven 300 kV	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 in acht te worden genomen als referentie voor de pu-waarden, bepaald in bovenstaande tabel voor PGM's aangesloten op het TSB-net:

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

Wanneer grotere spanningsbanden of langere bedrijfsperiodes in economische en technische zin haalbaar zijn, weigert de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie niet op onredelijke gronden een overeenkomst.

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

Automatische ontkoppeling is niet voorzien als algemene eis.

De voorwaarden en instellingen voor automatische ontkoppeling 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, bepaald door Elia als TSB moet voldaan worden op het aansluitingspunt.

De SPGM-eenheid dient in staat te zijn om het net te ondersteunen tijdens snelle transiënte spanningen en kortsluitingen van het net 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 aansluitingspunt), 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-parameters⁹ zijn te zien in Tabel 5 hieronder.

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

Afbeelding 20: FRT-eis voor SPGM type D.

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

Spanningsparameters [pu]	Tijdsparameters [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 de huidige bepalingen van de Technische Reglement op federaal en regionaal niveau (FTR, TRPV, TRGT en RTTL) [4-7-8-9] 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:

⁹ 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 net aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden;
 - ii. een onderbekrachtigingsbegrenzer om te voorkomen dat de AVR de draaistroomgeneratorbekrachtiging terugregelt tot een niveau dat de synchrone stabiliteit negatief beïnvloedt;
 - iii. 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 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 aansluitingspunt, 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]

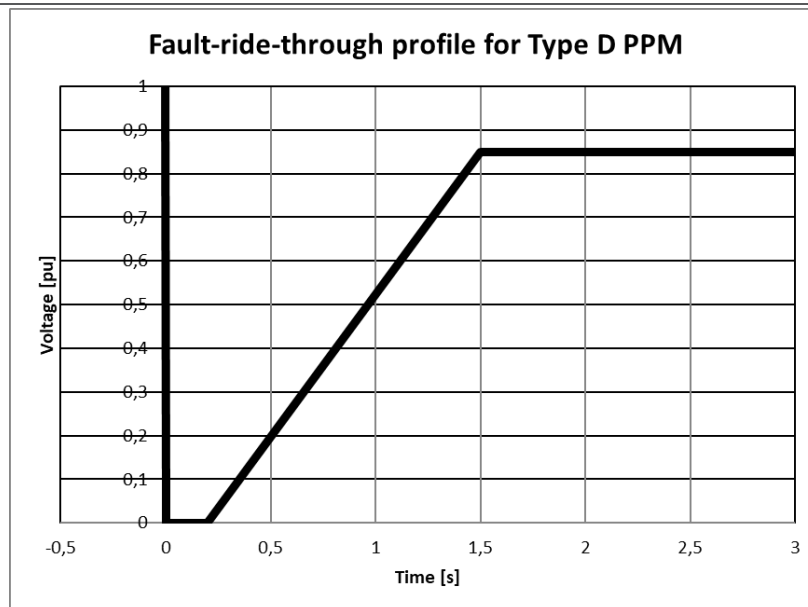
Aan deze bepaalde eis, bepaald door Elia als TSB, moet voldaan worden op het aansluitingspunt.

De PPM-eenheid dient in staat te zijn om het net te ondersteunen tijdens snelle transiënte spanningen en kortsluitingen van het net 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 aansluitingspunt.



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]
$U_{ret}=U_{clear}=U_{ret1}=0$	$T_{clear}=t_{rec1}=t_{rec2}=0,2$
$U_{rec2}=0,85$	$t_{rec3}=1,5$

7 Afkortingen

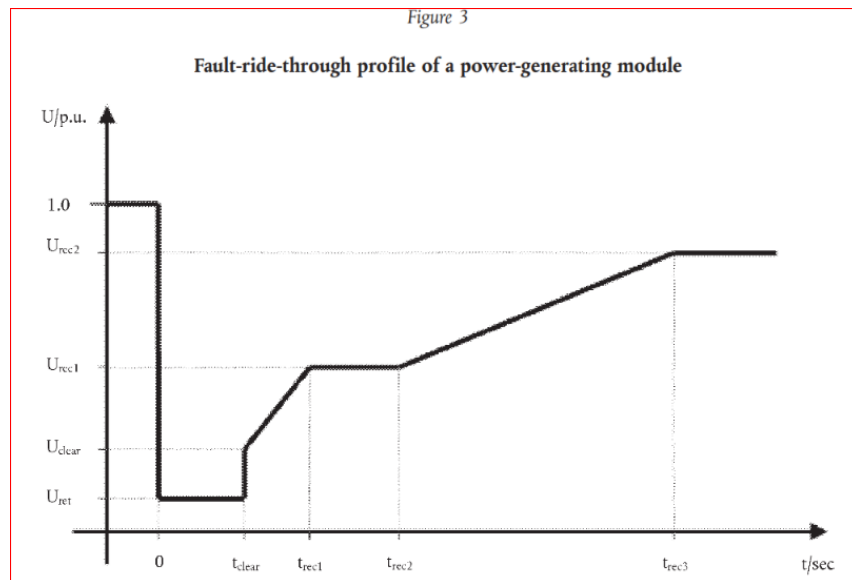
DCC	Demand Connection Code (= netcode voor aansluiting van verbruikers)
FRT	Fault-Ride-Through
LFSM	Limited Frequency Sensitive Mode (= gelimiteerde frequentiegevoelige modus)
LOM	Loss Of Main (= ontkoppeling)
PGFO	Power Generating Facility Owner (= eigenaar van een elektriciteitsproductie-installatie)
PGM	Power Generating Module (= elektriciteitsproductie-eenheid)
PPM	Power Park Module
PSS	Power System Stabilizer
RfG	Requirement for Grid connection of generators (= eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net)
RoCoF	Rate of Change of Frequency (= frequentieschommelingen)
RTTL	Règlement Technique pour la gestion du réseau de Transport Local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci
RSB	Relevante Systembeheerder
SGU	Significant Grid User
SPGM	Synchronous Power-Generating Modules (= synchrone elektriciteitsproductie-eenheden)

TRGT	Technisch Reglement voor het Beheer van het Gewestelijk Transmissienet voor Elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest
TRPV	Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit Vlaams Gewest

8 Referenties

- [1] 'Network Code Requirements for Generators' of 'NC RfG': Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 April 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>
- [2] 'Network Code on Demand Connection' 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/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>
- [3] 'Network Code on High Voltage Direct Current' 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 hoogspanningsgelijkstroomsystemen en op gelijkstroom aangesloten power park modules, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1447&from=EN>
- [4] Federaal Technisch Reglement - 22 APRIL 2019. — 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, www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/grid-codes/20190422_FTR-beeld.pdf [5] Presentatie FOD/SPF Energie in WG Belgian Grid: http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD_Vision-for_FederalGridCode.pdf
- [6] ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection: Parameters of Non-exhaustive requirements, 16 November 2016: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_General%20guidance%20on%20parameters_for%20publication.pdf
- [7] Règlement Technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci. <https://wallex.wallonie.be/index.php?doc=21817&rev=22854-14724>
- [8] Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit Vlaams Gewest. https://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/technisch_reglement_plaatselijk_vervoernet_van_elektriciteit.pdf
- [9] Technisch reglement voor het beheer van het gewestelijk transmissienet voor elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest https://www.brugel.brussels/nl_BE/actualites/bsluit-van-de-brusselse-hoofdstedelijke-regering-houdende-goedkeuring-van-het-technisch-reglement-voor-het-beheer-van-het-gewestelijk-transmissienet-voor-elektriciteit-106
- [10]] 'System Operation Guideline' of 'SO GL': Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 201 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

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





Date du document : 9/07/2019

COMMENTAIRES DES REGULATEURS REGIONAUX SUR LES PROPOSITIONS D'EXIGENCES GENERALES SOUMISES PAR ELIA EN APPLICATION DU CODE RFG

1. OBJET

Le présent document regroupe les remarques des régulateurs régionaux émises à l'occasion de leur analyse conjointe des propositions d'ELIA relatives aux exigences d'application générale à établir en vertu du RfG (section 3), soumises en mai 2019.

Enfin, nonobstant les différents éléments repris ici, les régulateurs tiennent à saluer l'immense travail réalisé par ELIA en collaboration avec les GRD et avec le secteur, en vue d'arriver à ces propositions. Les présentes décisions d'approbation sous réserve doivent être considérées comme des opportunités d'amélioration et de mise en cohérence autant que possible avec les différents textes complémentaires.

2. EXIGENCES RELATIVES AU CODE RFG

2.1. Algemene opmerking

In het algemeen zijn er een aantal (vormelijke) verschillen in de ENG, NL en FR versie, die normaal gezien zouden moeten overeenstemmen. De regionale regulatoren vragen een grondig nazicht van alle documenten op consistentie, zodanig dat deze **inhoudelijk identiek zijn**. Een voorbeeld:

- Paragraaf §4.4.3 waar in de Engelstalige versie aangegeven wordt dat voorwaarde in functie is van de positieve spanning op het aansluitingspunt *of op de aansluitklemmen* afhankelijk van de capaciteiten van de PPM. In de NL en FR versie is deze laatste nuance niet meegenomen.

De regionale regulatoren geven enkel hun goedkeuring onder de voorwaarden dat de NL-FR-ENG versie volledig identiek zijn. We gaan ervan uit dat het om een vergissing gaat. De volledige documenten moeten dus nogmaals grondig herlezen en aangepast worden op taalformuleringen.

2.2. Fundamentele opmerkingen

2.2.1 Dans l'introduction

Les deux §§ suivants ne sont pas conformes à la version anglaise convenue en février 2019 lors des échanges informels intervenus entre ELIA et les régulateurs à l'issue de la réunion du 30 janvier:

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

Dans le cas où, en vertu du présent document, il est demandé à un utilisateur du réseau de mettre à disposition de telles capacités supplémentaires au profit du réseau, mais que l'utilisateur du réseau estime que la mise à disposition de ces capacités supplémentaires est impossible pour des raisons techniques ou économiques,

l'utilisateur du réseau doit présenter ces raisons au GRT. Le GRT analyse alors les raisons invoquées par l'utilisateur du réseau. Si le GRT juge que ces explications ne sont pas suffisantes, justifiées ou valables, le GRT expliquera à l'utilisateur du réseau pourquoi elles ne sont pas suffisantes, justifiées ou valables. Conformément à l'article 29 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'utilisateur du réseau a une possibilité de recours auprès du régulateur compétent."

Les constats suivants posent question :

- Il convient d'ajouter la référence « économique » et pas seulement « technique » au 1er paragraphe
- Il ne suffit pas que ce soit « impossible » pour le producteur
- Le texte ne prévoit plus de mention d'une possibilité d'exception, mais seulement une possibilité de rejet par ELIA des arguments du producteur
- Le renvoi vers la loi électricité n'est pas suffisant pour exercer le droit de recours auprès des régulateurs régionaux.

Dès lors, les régulateurs régionaux préfèrent que la formulation du second paragraphe se rapproche plus de celle des codes de réseau et proposent donc la reformulation suivante:

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

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

2.2.2 Article 6.1.1

Le dernier paragraphe n'est pas conforme à l'art.16.2.b du NWC RfG:

"Si des capacités de tenue en tension plus larges ou plus longues sont techniquement et économiquement réalisables, le propriétaire de l'installation doit les mettre à la disposition du gestionnaire de réseau compétent."

Il conviendrait de reprendre la formulation du code de réseau : *« Si des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le propriétaire de l'installation de production d'électricité ne rejette pas l'accord sans raison »*

2.3. Detailopmerkingen

Nr	Plaats	Versie	Opmerking
1	§2	FR	<p>Corriger les coquilles suivantes dans la version FR :</p> <p>« Plus précisément, les exigences suivantes sont proposées :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Une PGM de type D avec $0.8\text{kW} \leq \text{PMAXCapacity} < 1\text{ MW}$ $0.8\text{kW} \leq \text{PMAXCapacity} < 0.25\text{ MW}$ respectera les mêmes exigences qu'une PGM de type A. • Une PGM de type D avec $1\text{ MW} \leq \text{PMAXCapacity} < 25\text{MW}$ $0.25\text{ MW} \leq \text{PMAXCapacity} < 25\text{MW}$ respectera les mêmes exigences qu'une PGM de type B. »
2	§3.1.7	NL + FR	<p>Le dernier § n'a pas sa place dans un chapitre dédié aux installations de type A :</p> <p><i>Pour les autres types (Type B et Type C raccordés au réseau d'Elia), la connexion automatique est soumise à une autorisation individuelle à fixer dans les contrats de raccordement individuels.</i></p>
3	Illustrations n° 7,8,11 et 12	FR	Traduire « provision » par « fourniture »
4	§4.4.3	NL + FR + ENG	<p>Niet consistente vertaling NL-FR-ENG</p> <p>Version FR : « Le courant réactif supplémentaire injecté/absorbé doit être fonction de la tension de séquence positive au point de raccordement en fonction de la capacité disponible du PPM. »</p> <p>Version NL: « De extra geïnjecteerde/geabsorbeerde reactieve stroom zal een functie zijn van de positieve spanning op het aansluitingspunt. »</p> <p>Version ENG: « The additional injected/absorbed reactive current shall be function of the positive sequence voltage at the connection point <u>or point or unit terminals depending on the available capability of the PPM.</u> »</p>
5	§5.1.2	NL + FR	<p>Les commentaires suivants dans les tableaux ne sont pas clairs:</p> <p>SPGM : <u>une réaction lente</u> n'est pas applicable dans le cas d'une augmentation brève - quelques secondes - après une phase de diminution</p> <p>PPM : <u>une réaction plus lente</u> pour un point d'exploitation sous 50 % de puissance maximale est acceptable toutefois, le temps de réponse doit être aussi rapide que techniquement possible et inférieur à 5 secondes</p>
6	§5.4	NL + FR	<p>Le passage surligné n'est pas clair :</p> <p><i>Par défaut, le mode de réglage est un mode de statisme/pente de la tension. Néanmoins, en fonction du site (<u>pendant le processus de conformité du réseau</u> avec le gestionnaire de réseau compétent et le processus de raccordement), un mode de réglage différent peut être demandé/convenu.</i></p>
7	§7	FR	Acronymes : il est suggéré de reprendre également « SPGM »