netbeheer nederland
energie in beweging

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG)

Deze bijlage bevat de teksten van alle Niet-Limitatieve Eisen (NLE) van de NC RfG.

Onderstaande tabel bevat een overzicht van alle NLE's van de NC RfG.

Artikel	Taak	Bepaling RfG	Type
13			
	bedrijfsperiodes om bij frequentieafwijkingen aan het net te blijven	RfG 13.1.a.i tabel 2	A B C D
	bredere frequentiebanden, langere minimumbedrijfsperiodes, etc	RfG 13.1.a.ii tabel 2	A B C D
	frequentiegradiënt bij frequentieafwijkingen (ROCOF)	RfG 13.1.b	A B C D
	Frequentiedrempelwaarde en statiekinstelling	RfG 13.2.a-g figuur 1	A B C D
	toegestane reductie van werkzaam vermogen bij dalende frequentie	RfG 13.4	A B C D
	Randvoorwaarden bij 13.4	RfG 13.5	A B C D
	eisen voor afstandsbesturing van frequentie-vermogensregeling	RfG 13.6	A B C D
	voorwaarden voor automatische koppeling aan het net	RfG 13.7	A B C
14			
	eisen extra apparatuur afstandsturing werkzaam vermogen	RfG 14.2.b	B
	spanning-tijd-profiel voor fault-ride-through-capaciteit	RfG 14.3.a.i figuur 3	B C D
	condities voor en na storing voor fault-ride-through-capaciteit	RfG 14.3.a.iv	B C D
	fault-ride-through-capaciteit bij asymmetrische storingen	RfG 14.3.b	B C D
	voorwaarden voor netkoppeling na ontkoppeling door storing	RfG 14.4.a	B C D
	voorwaarden voor inschakelapparatuur voor automatische inschak.	RfG 14.4.b	B C
	coördinatie besturingssystemen en –instellingen	RfG 14.5.a	B C D
	beveiligingsconcepten en beveiligingsinstellingen	RfG 14.5.b.i	B C D
	inhoud informatie-uitwisseling	RfG 14.5.d.ii	B C D
15			
	instructies regelbereik c.s. werkzaam vermogen	RfG 15.2.a	C D
	tijd voor bereiken referentiewaarde werkzaam vermogen	RfG 15.2.b	C D
	frequentiedrempelwaarde en statiek	RfG 15.2.c figuur 4	C D
	parameters frequentierespons	RfG 15.2.d.i tabel 4	C D
	parameters frequentie-vermogensrespons	RfG 15.2.d.iii figuur 6	C D
	kortere responstijd voor eenheden zonder inertia	RfG 15.2.d.iv	C D
	duur frequentierespons werkzaam vermogen	RfG 15.2.d.v	C D
	specificaties frequentieherstel	RfG 15.2.e	C D
	specificatie aanvullende signalen voor monitoring frequentierespons	RfG 15.2.g.ii	C D
	voorwaarden en instellingen automatische ontkoppeling	RfG 15.3	C D
	Black start en hersynchronisatie na eilandbedrijf	RfG 15.5.	C D
	criteria voor verliesdetectie rotorhoekstabiliteit of besturing	RfG 15.6.a	C D
	parameters kwaliteit van levering	RfG 15.6.b.i	C D
	instelling storingsregistratie-apparatuur	RfG 15.6.b.ii	C D
	startcriterium oscillatie bewaking dynamisch systeemgedrag	RfG 15.6.b.iii	C D
	toegangsregels voor installaties kwaliteitsbewaking en syst.gedrag	RfG 15.6.b.iv	C D
	simulatiemodellen	RfG 15.6.c.iii	C D
	installatie eigenbedrijfsinstallaties c.s. voor TSB	RfG 15.6.d	C D

	grenzen op- en afregelsnelheid werkzaam vermogen	RfG 15.6.e	C D
	specificaties aardingsconcept	RfG 15.6.f	C D
16			
	spanningsbandbreedte over op het net blijven	RfG 16.2.a.i tabel 6.1+6.2	D
	kortere tijdsduur voor aan het net blijven	RfG 16.2.a.ii	D
	grotere spanningsbanden of langere minimumperiodes	RfG 16.2.b	D
	specificatie spanning op aansluitpunt voor aut. ontkoppeling	RfG 16.2.c	D
	storingsvoorwaarden fault-ride-through-capaciteit	RfG 16.3.a.i	D
	condities voor en na storing m.b.t. fault-ride-through-capaciteit	RfG 16.3.a.ii tabel 7.1 + 7.2	D
	fault-ride-through-capaciteit bij asymmetrische storingen	RfG 16.3.c	D
	synchronisatie	RfG 16.4	D
17			Synchroon
	specificatie capaciteit om blindvermogen te leveren	RfG 17.2.a	B
	grootte en tijd herstel werkzaam vermogen	RfG 17.3	B C D
18			Synchroon
	levering extra blindvermogen	RfG 18.2.a	C D
	capaciteit levering blindvermogen bij variërende spanning	RfG 18.2.b.i	C D
	gewenste waarde bedrijfspunt	RfG 18.2.b.iv	C D
19			Synchroon
	parameters en instellingen spanningsregeling	RfG 19.2.a	D
	maximum capaciteitswaarde vermogensoscillaties	RfG 19.2.b.v	D
	technische capaciteit bijdrage rotorhoekstabiliteit c.s.	RfG 19.3	D
20			PPM
	capaciteit om blindvermogen te kunnen leveren	RfG 20.2.a	B C D
	specificaties leveren snelle fout-stroom in geval van sym. storing	RfG 20.2.b	B C D
	vaststelling spanningsafwijkingen, kenmerken snelle foutstroom	RfG 20.2.b.ii	B C D
	asymmetrische stroominjectie bij asymmetrische storingen	RfG 20.2.c	B C D
	specificatie herstel werkzaam vermogen na fout	RfG 20.3.a	B C D
21			PPM
	specificatie leveren van synthetische inertie	RfG 21.2	C D
	specificatie capaciteit leveren blindvermogen	RfG 21.3.a	C D
	capaciteit leveren blindvermogen bij maximumcapaciteit	RfG 21.3.b	C D
	capaciteit leveren blindvermogen beneden maximumcapaciteit	RfG 21.3.c.i	C D
	Beginselen P-Q/Pmax profiel	RfG 21.3.c.ii	C D
	Passende tijdsdperiode om gewenste waarden te bereiken	RfG 21.3.c.iv	C D
	tijden regelmodi na stapverandering van spanning	RfG 21.3.d.iv	C D
	gewenste waarde arbeidsfactor tbv arbeidsfactor-regelmodus	RfG 21.3.d.vi	C D
	keuze uit opties voor blindvermogenregelmodus	RfG 21.3.d.vii	C D
	prioriteit werkvermogen of blindvermogen	RfG 21.3.e	C D
25			
	specificatie tabel 10 voor Offshore PPMs (zie Netcode paragraaf 2.6)	RfG 25.1 tabel 10	Offshore
	specificatie 21(3)(b) voor Offshore PPMs (zie Netcode paragraaf 2.6)	RfG 25.5	Offshore
30			
	specificatie inhoud installatiedocument type A	RfG 30.2	A
35			
	kortere periode geldigheid ION-status	RfG 35.4	D

RfG Artikel 13, versie 07 (2018-02-16)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in 13(1)(a)(i), 13(1)(a)(ii), 13(1)(b), 13(2), 13(4), 13(5), 13(6) en 13(7). Bepalingen 13(1)(a)(ii) en 13(6) zijn "kan"-bepalingen. De overige bepalingen zijn "moet"-bepalingen.

2. Strekking

In dit artikel worden algemene eisen gedefinieerd voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type A.
Krachtens RfG artikel 14(1) gelden deze eisen, met uitzondering van 13(2)(b), ook voor elektriciteitsproductie-eenheden van type B.
Krachtens RfG artikel 15(1) gelden deze eisen, met uitzondering van 13(2)(b) en 13(6), ook voor elektriciteitsproductie-eenheden van type C.
Krachtens RfG artikel 16(1) gelden deze eisen, met uitzondering van 13(2)(b), 13(6) en 13(7), ook voor elektriciteitsproductie-eenheden van type D.

3. Definities

Elektriciteitsproductie-eenheid: een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid of een power park module;

Relevante TSB: de TSB in wiens regelzone een elektriciteitsproductie-eenheid, een verbruikersinstallatie, een distributiesysteem of een hoogspanningsgelijkstroomsysteem (HVDC-systeem) op een netwerk is aangesloten of zal worden aangesloten op ongeacht welk spanningsniveau;

Relevante systeembeheerder: de beheerder van het transmissiesysteem of het distributiesysteem op wiens systeem een elektriciteitsproductie-eenheid, een verbruikersinstallatie, een distributiesysteem of een HVDC-systeem is aangesloten of zal worden aangesloten;

Werkzaam vermogen (ook „actief vermogen” genoemd): de reële component van het schijnbaar vermogen bij de grondfrequentie, uitgedrukt in watt of meervouden daarvan, zoals kilowatt („kW”) of megawatt („MW”);

Frequentie: de elektrische frequentie van het systeem, uitgedrukt in hertz, meetbaar in alle delen van de synchrone zone uitgaande van een consistente waarde voor het systeem in een tijdsduur van seconden, met slechts geringe verschillen tussen verschillende meetlocaties. De nominale waarde is 50 Hz;

Statiek: de verhouding tussen een frequentieverandering in stationaire toestand en de daaruit resulterende verandering van het opgewekte werkzame vermogen in stationaire toestand, uitgedrukt in procenten. De frequentieverandering wordt uitgedrukt als een verhouding ten opzichte van de nominale frequentie, en de verandering van het werkzaam vermogen wordt

uitgedrukt als een verhouding ten opzichte van de maximumcapaciteit of het feitelijk werkzaam vermogen op het moment dat de relevante drempelwaarde is bereikt;

Observation time: tijd gedurende welke van alle spannings- en frequentiewaarden wordt waargenomen dat zij zich bevinden binnen een specifiek bereik alvorens een elektriciteitsproductie-eenheid met het net te verbinden of elektrisch vermogen te produceren (vertaling uit CENELEC EN50549-1).

Tijd gedurende welke alle voltage- en frequentiewaarden worden waargenomen binnen een gespecificeerd bereik voorafgaand aan een opwekkingsinstallatieverbinding met het distributienetwerk of beginnen met het genereren van elektrische stroom.

De volgende categorieën elektriciteitsproductie-eenheden worden beschouwd:

- Type A: aansluitpunt beneden 110 kV en maximumcapaciteit van 0,8 kW tot 1 MW
- Type B: aansluitpunt beneden 110 kV en maximumcapaciteit van 1 MW tot 50 MW
- Type C: aansluitpunt beneden 110 kV en maximumcapaciteit van 50 MW tot 60 MW
- Type D: aansluitpunt beneden 110 kV en maximumcapaciteit groter dan 60 MW of aansluitpunt op 110 kV of daarboven.

4. Referenties

4.1 NC RfG

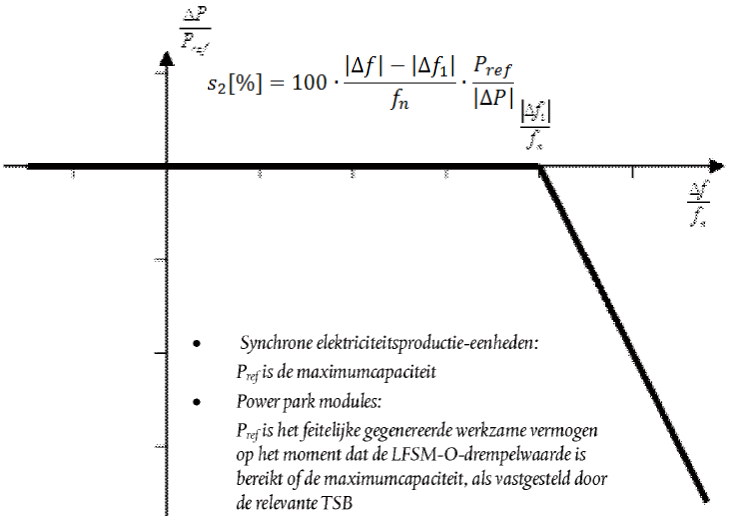
1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type A voldoen qua frequentiestabiliteit aan de volgende eisen:
   a) Wat de frequentieband betreft:
      i. een elektriciteitsproductie-eenheid is in staat om op het netwerk aangesloten en in bedrijf te blijven binnen de in tabel 2 opgegeven frequentiebanden en tijdsperiodes;
      ii. de relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB, en de eigenaar van de elektriciteitsproductie- installatie kunnen overeenstemming bereiken over bredere frequentiebanden en langere minimumbedrijfsperiodes of specifieke eisen voor gecombineerde frequentie- en spanningsafwijkingen om de beste benutting van de technische mogelijkheden van een elektriciteitsproductie-eenheid te waarborgen wanneer dit vereist is om de systeemveiligheid in stand te houden of te herstellen;
      iii. de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie weigert niet op onredelijke gronden zijn toestemming om bredere frequentiebanden of langere minimumtijdsperiodes voor bedrijf toe te passen, waarbij rekening wordt gehouden met de economische en technische haalbaarheid daarvan.
   b) Wat de ongevoeligheid voor frequentiegradiënt betreft, is een elektriciteitsproductie-eenheid in staat op het net aangesloten en in bedrijf te blijven bij frequentiegradiënten tot een door de relevante TSB vastgestelde waarde, tenzij ontkoppeling werd geïnitieerd door de frequentiegradiëntsbeveiliging. In overleg met de relevante TSB legt de relevante systeembeheerder deze frequentiegradientsbeveiliging vast.

Tabel 2 Minimumperiodes gedurende welke een elektriciteitsproductie-eenheid in staat moet zijn om zonder ontkoppeling van het netwerk in bedrijf te blijven op verschillende van de nominale waarde afwijkende frequenties

Synchrone zone	**Frequentieband**	**Bedrijfsperiode**
Continentaal Europa	47,5 Hz – 48,5 Hz	Vast te stellen door elke TSB, maar niet korter dan 30 minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Vast te stellen door elke TSB, maar niet korter dan de periode voor 47,5 Hz - 48,5 Hz
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Onbeperkt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minuten

2. Voor de gelimiteerde frequentiegevoelige modus — overfrequentie (LFSM-O) geldt het volgende, zoals door de relevante TSB bepaald voor zijn regelzone in overleg met de TSB's van dezelfde synchrone zone om een minimale impact op naburige zones te waarborgen:
   a) de elektriciteitsproductie-eenheid is in staat de levering van de frequentierespons voor het werkzaam vermogen te activeren overeenkomstig figuur 1 bij een frequentiedrempelwaarde en statiekinstelling, als gespecificeerd door de relevante TSB;
   b) in plaats van de onder a) bedoelde capaciteit kan de relevante TSB ervoor kiezen om binnen zijn regelzone automatische ontkoppeling en opnieuw koppelen toe te staan van elektriciteitsproductie-eenheden van type A op willekeurig, bij voorkeur uniform, verdeelde frequenties, gelegen boven een bepaalde frequentiedrempelwaarde, als bepaald door de relevante TSB wanneer die aan de relevante regulerende instantie en met de samenwerking van de eigenaren van de elektriciteitsproductie-installaties kan aantonen dat dit een beperkt grensoverschrijdende effect zal hebben en eenzelfde niveau van operationele veiligheid in alle systeemtoestanden mogelijk maakt;
   c) de frequentiedrempelwaarde ligt tussen 50,2 Hz en 50,5 Hz (inclusief);
   d) de statiekinstellingen liggen tussen 2 % en 12 %;
   e) de elektriciteitsproductie-eenheid is in staat een frequentie-vermogensrespons te activeren met een zo kort mogelijke initiële vertraging. Als die vertraging langer duurt dan twee seconden, rechtvaardigt de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie die vertraging en levert hij een technische verklaring aan de relevante TSB;
   f) de relevante TSB kan eisen dat de elektriciteitsproductie-eenheid bij het bereiken van het minimumregelniveau in staat is om:
      i) op dit niveau in bedrijf te blijven, of
      ii) het opgewekte werkzame vermogen verder te verminderen;
   g) de elektriciteitsproductie-eenheid is in staat op stabiele wijze in bedrijf te blijven in de LFSM-O-bedrijfsmodus. Wanneer LFSM-O actief is, prevaleert de LFSM-O-referentiewaarde boven alle andere referentiewaarden voor het werkzaam vermogen.

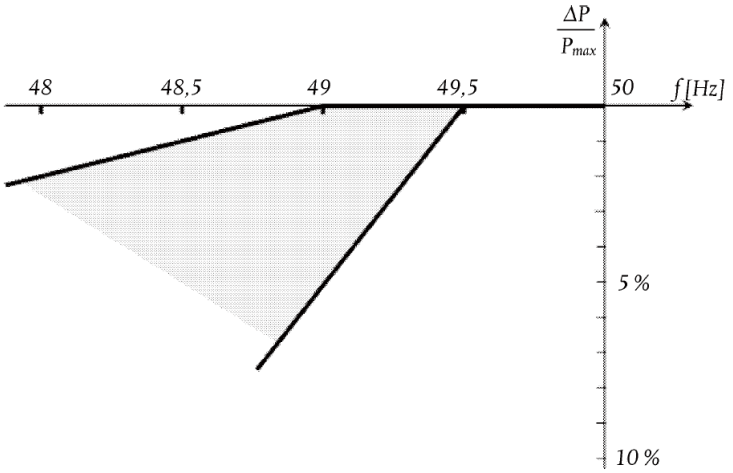
Figuur 1
Frequentie-vermogensresponscurve van een elektriciteitsproductie-eenheid tijdens LFSM-O- bedrijf



P_{ref} is het referentie-werkzaam vermogen waaraan ΔP is gerelateerd en kan verschillend worden gespecificeerd voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden en voor power park modules.
ΔP is de verandering van het opgewekte werkzame vermogen van de productie-eenheid.
f_n is de nominale frequentie (50 Hz) in het netwerk en Δf is de frequentieafwijking in het netwerk.
Bij overfrequenties waarbij Δf boven Δf_1 ligt, moet de elektriciteitsproductie- eenheid een negatieve verandering van het werkzaam vermogen genereren overeenkomstig de statiek S_2.

3. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat een constant uitgangsvermogen te handhaven van het werkzaam vermogen overeenkomstig de gewenste waarde ongeacht frequentieveranderingen, behalve wanneer het uitgangsvermogen de veranderingen volgt als omschreven in de leden 2 en 4 van dit artikel of de punten c) en d) van artikel 15, lid 2, naargelang van toepassing.
4. In zijn regelzone stelt de relevante TSB de bij een dalende frequentie toegestane reductie van het werkzaam vermogen ten opzichte van de maximale productiecapaciteit vast als een karakteristiek gelegen binnen het gebied dat is aangegeven door de lijnen in figuur 2:
   a) beneden 49 Hz is de gradiënt 2 % van de maximale capaciteit bij 50 Hz, per frequentiedaling met 1 Hz;
   b) beneden 49,5 Hz is de gradiënt 10 % van de maximale capaciteit bij 50 Hz, per frequentiedaling met 1 Hz.
5. De toegestane daling van het werkzaam vermogen binnen het maximaal uitgangsvermogen:
   a) geeft duidelijk de van toepassing zijnde omgevingsomstandigheden weer;
   b) houdt rekening met de technische mogelijkheden van de productie-eenheden.

Figuur 2
Maximale reductie van de vermogenscapaciteit bij dalende frequentie



Het diagram toont de grenzen waarbinnen de capaciteit door de relevante TSB kan worden vastgesteld.

6. De elektriciteitsproductie-eenheid wordt uitgerust met een logische interface (ingangspoort) waarmee het werkzaam uitgangsvermogen binnen vijf seconden naar nul kan worden gereduceerd nadat een instructie daartoe is ontvangen door de ingangspoort. De relevante systeembeheerder kan eisen voor de apparatuur vast te stellen waarmee deze functie op afstand kan worden bestuurd.
7. De relevante TSB stelt de voorwaarden vast waaronder een elektriciteitsproductie-eenheid in staat is zich automatisch aan het netwerk te koppelen. Deze voorwaarden omvatten:
   a) frequentiebanden waarbinnen een automatische koppeling aanvaardbaar is, en de desbetreffende vertragingstijd, en
   b) de maximale toegestane gradiënt van toename van het opgewekte werkzame vermogen.

   Automatische koppeling is toegestaan tenzij anderszins besloten door de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB.

4.2 Implementation Guide document

"Frequency ranges", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 02. November 2017 (zie Annex, hoofdstuk 7).

"Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 02 November 2017 (zie Annex, hoofdstuk 7).

"Limited frequency sensitive mode", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 02 November 2017 (zie Annex, hoofdstuk 7).

"Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors – RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group", Entso-E, March 2016 (zie Annex, hoofdstuk 7).

"Maximum Admissible active power reduction at low frequencies", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 6 November 2017 (zie Annex, hoofdstuk 7).

"Automatic connection/reconnection and admissible rate of change of active power", ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for automatic connection / reconnection after incidental disconnection and admissible rate of change of active power, 08. November 2017 (zie Annex, hoofdstuk 7).

4.3 Netcode

Ten aanzien van artikel 13(1)(a)

Bedrijfsperiodes om bij frequentieafwijkingen aan het net te blijven

Bredere frequentiebanden, langere minimumbedrijfsperiodes, et cetera.

Paragraaf 2.4: Aanvullende voorwaarden voor op laagspanningsnetten aangesloten productie-eenheden

Artikel 2.4.2.2: De beveiliging van de generator opwekkingseenheid en een vermogenselektronische omzetter met een aansluitwaarde groter dan 3x16 A is in ieder geval op drie fasen voorzien van:

a. een onderspanningsbeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 80% van de nominale spanning én van 0,2 seconden bij 70% van de nominale spanning;
b. een overspanningsbeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 110% van de nominale spanning;
c. een maximum-stroomtijdbeveiliging; bij een vermogenselektronische omzetter een overbelastingsbeveiliging;
d. een frequentiebeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 48 en 51 Hz; deze beveiliging mag éénfasig zijn;
e. een inschakelvertraging na uitschakeling: 2 minuten.

Artikel 2.4.2.3: De beveiliging van een productie-eenheid met een aansluitwaarde kleiner dan of gelijk aan 3x16 A is in ieder geval voorzien van:

a. een onderspanningsbeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 80% van de nominale spanning;
b. een overspanningsbeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 110% van de nominale spanning;
c. een frequentiebeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 48 en 51 Hz.

Paragraaf 2.6: Voorwaarden voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee

Artikel 2.6.4: Voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee wordt tabel 2 bij artikel 13 van de Verordening (EU) 2016/631 vervangen door onderstaande tabel:

synchrone zone	frequentieband	bedrijfsperiode
Continentaal Europa	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	30 minuten
	49,0 Hz – 51,0 Hz	onbeperkt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minuten

Ten aanzien van artikel:

13(1)(b) Frequentiegradiënt bij frequentieafwijkingen (ROCOF): Geen informatie.
13(2) Frequentiedrempelwaarde en statiekinstelling: Geen informatie.
13(4) Toegestane reductie van werkzaam vermogen bij dalende frequentie: Geen informatie.
13(5) Randvoorwaarden bij 13.4: Geen informatie.
13(6) Eisen voor afstandsbesturing van frequentie-vermogensregeling: Geen informatie.

Ten aanzien van artikel 13(7)

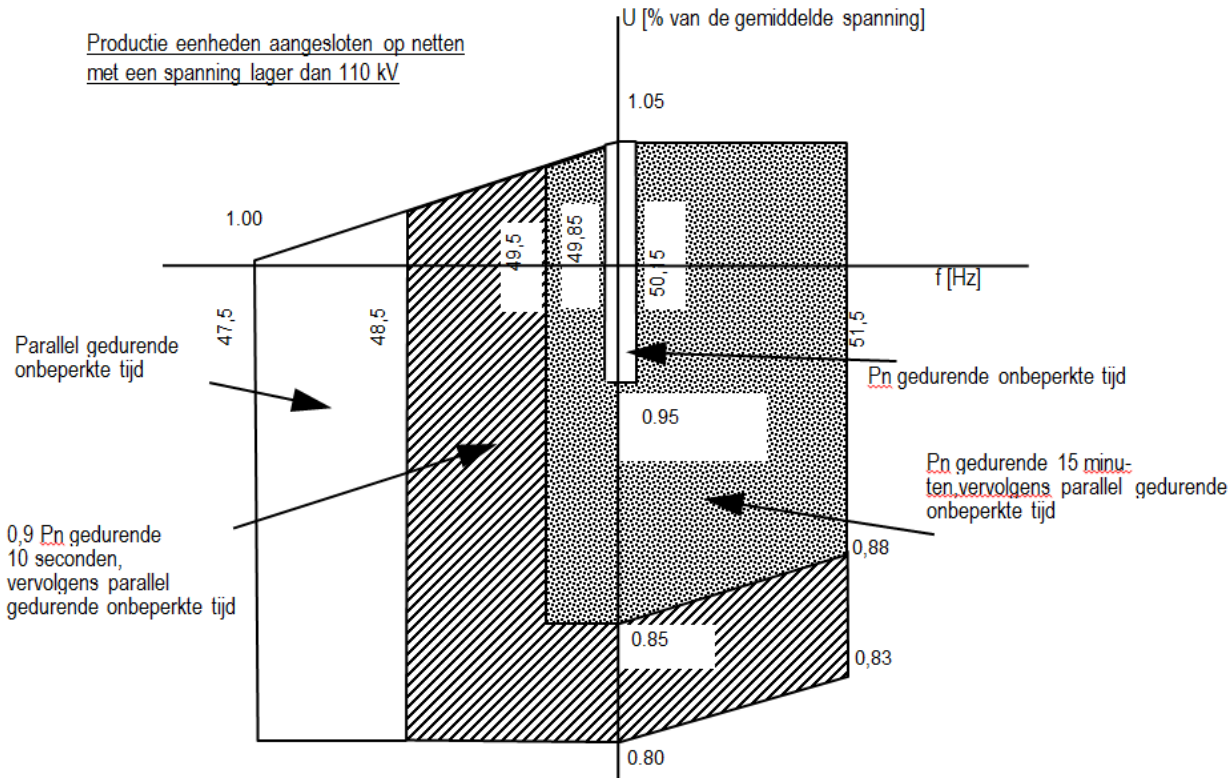
Voorwaarden voor automatische koppeling aan het net.
Paragraaf 2.4: Aanvullende voorwaarden voor op laagspanningsnetten aangesloten productie-eenheden
Artikel 2.4.1.1: Het parallel schakelen dient automatisch te verlopen.

4.4 Systeemcode

Ten aanzien van artikel 13(1)(a)

Bedrijfsperiodes om bij frequentieafwijkingen aan het net te blijven.
Bredere frequentiebanden, langere minimumbedrijfsperiodes, et cetera.

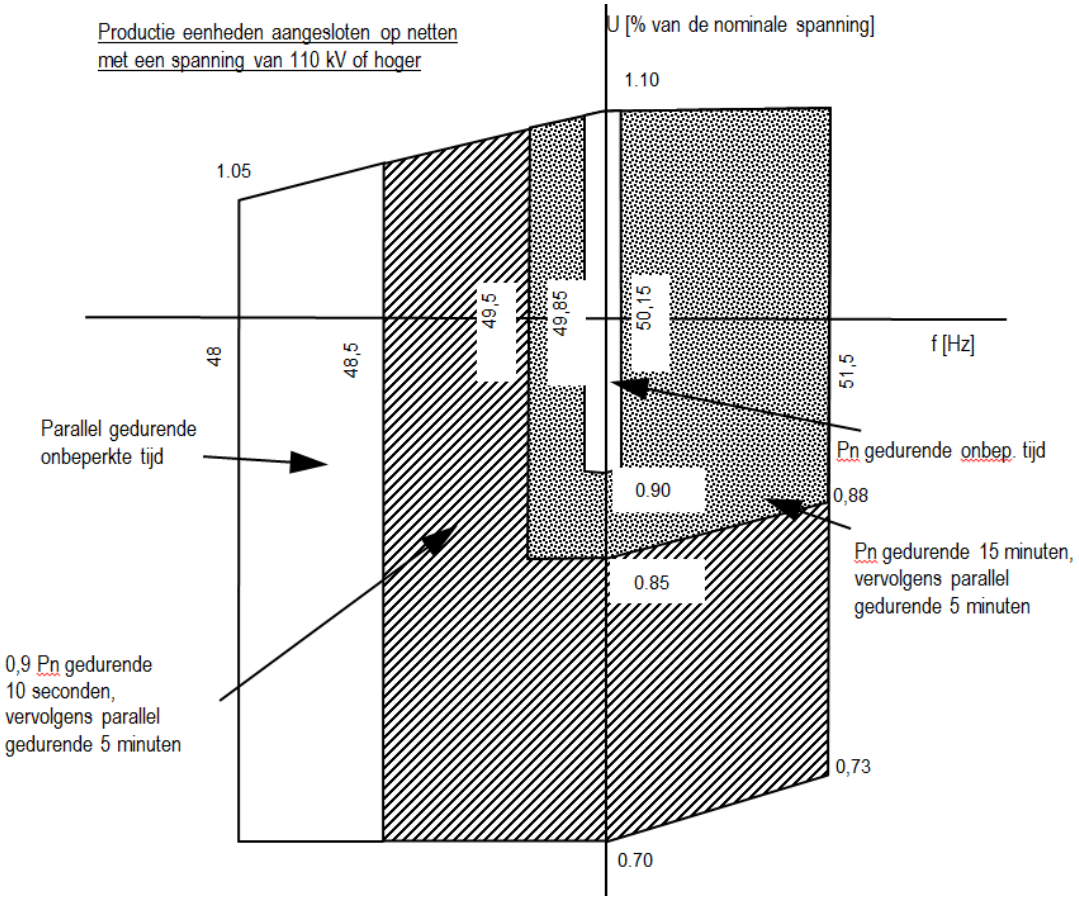
Bijlage 3: Bedrijfssituaties waarbij de generator gekoppeld dient te blijven met het net van de netbeheerder



Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanning lager dan 110kV, bij nominale spanning:

- *47,5 Hz – 48,5 Hz: parallel gedurende onbeperkte tijd*
- *48,5 Hz – 49,5 Hz: 0,9 Pn gedurende 10 s, vervolgens parallel gedurende onbeperkte tijd*
- *49,5 Hz – 49,85 Hz: Pn gedurende 15 minuten, vervolgens parallel gedurende onbeperkte tijd*
- *49,85 Hz – 50,5 Hz: Pn gedurende onbeperkte tijd*
- *50,5 Hz – 51,5 Hz: Pn gedurende 15 minuten, vervolgens parallel gedurende onbeperkte tijd*

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 13



Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanning van 110kV of hoger, bij nominale spanning:

- *48,0 Hz – 48,5 Hz: parallel gedurende onbeperkte tijd*
- *48,5 Hz – 49,5 Hz: 0,9 Pn gedurende 10 s, vervolgens parallel gedurende 5 minuten*
- *49,5 Hz – 49,85 Hz: Pn gedurende 15 minuten, vervolgens parallel gedurende 5 minuten*
- *49,85 Hz – 50,15 Hz: Pn gedurende onbeperkte tijd*
- *50,15 Hz – 51,5 Hz: Pn gedurende 15 minuten, vervolgens parallel gedurende 5 minuten*

Ten aanzien van artikel 13(1)(b)

Frequentiegradiënt bij frequentieafwijkingen (ROCOF). Geen informatie.

Ten aanzien van artikel 13(2)

Frequentiedrempelwaarde en statiekinstelling.

Artikel 2.1.22 (voor productie-eenheden met een nominaal vermogen groter dan 5 MW en aangesloten op netten met een spanning groter dan of gelijk aan 1 kV): Bij productie-eenheden die niet bijdragen aan het gecontracteerde primaire reservevermogen is het toegestaan een dode band van de frequentierespons van 500 mHz aan te houden en wordt de statiek ingesteld op 8%.

Ten aanzien van artikel:
13(4) Toegestane reductie van werkzaam vermogen bij dalende frequentie: Geen informatie.
13(5) Randvoorwaarden bij 13.4: Geen informatie.
13(6) Eisen voor afstandsbesturing van frequentie-vermogensregeling: Geen informatie.
13(7) Voorwaarden voor automatische koppeling aan het net: Geen informatie.

4.5 Anders
Cenelec EN 50549-1 (voor elektriciteitsproductie-eenheden van type B en kleiner, aangesloten op LS).
Cenelec EN 50549-2 (voor elektriciteitsproductie-eenheden van type B en kleiner, aangesloten op MS).

5. Overwegingen

Ten aanzien van niet-limitatieve eis voor artikel 13(1)(a)(i):
Bedrijfsperiodes om bij frequentieafwijkingen aan het net te blijven.
Netcode artikel 2.4.2.2.d, waarin gesteld is dat de op LS-netten aangesloten opwekkingseenheid en een vermogenselektronische omzetter met een aansluitwaarde groter dan 3x16 A bij frequenties kleiner dan 48 Hz en groter dan 51 Hz na 2 s worden afgeschakeld, conflicteert met RfG tabel 2, waarin gesteld is dat een elektriciteitsproductie-eenheid van type A (met nominaal vermogen van 0,8 kW tot 1 MW) minimaal 30 minuten in bedrijf moet kunnen blijven.

Conform ENTSO-E guidance document "Frequency ranges" (2 november 2017) is het algemene principe voor de duur om bij van 50 Hz afwijkende frequenties aan het net verbonden te blijven:

- Frequentiebereiken voor verbindingen voor transmissie en distributie, inclusief HVDC systemen, om aan het net verbonden te blijven, zijn groter dan voor elektriciteitsproductie-eenheden en voor verbruiksinstallaties
- Frequentiebereiken voor elektriciteitsproductie-eenheden om aan het net verbonden te blijven zijn groter dan voor verbruiksinstallaties
- Frequentiebereiken voor verbruiksinstallaties om aan het net verbonden te blijven zijn kleiner dan voor elektriciteitsproductie-eenheden.

Voor transmissiegekoppelde verbruiksinstallaties en transmissiegekoppelde distributiesystemen bevatten de Nederlandse Netcode en Systeemcode geen informatie.
Voor Offshore-power park modules op het net op zee zijn in de Netcode minimumperiodes gedefinieerd gedurende welke zij bij van nominaal afwijkende frequenties aan het net gekoppeld moeten blijven. De voorwaarden, zoals geformuleerd in Netcode artikel 2.6.4 (Offshore-power park module op het net op zee), vermelden een bedrijfsperiode gelijk aan het door de verordening voorgeschreven minimum van 30 minuten.

Beide in ontwikkeling zijnde Cenelec 50549-standaards vermelden voor de frequentiebanden:
47,5 Hz – 48,5 Hz 30 minuten

48,5 Hz – 49,0 Hz	30 minuten
49,0 Hz – 51,0 Hz	onbeperkt
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minuten

Ten aanzien van niet-limitatieve eis voor artikel 13(1)(a)(ii):
Bredere frequentiebanden, langere minimumbedrijfsperiodes, et cetera.
Deze niet-limitatieve eis is een "kan"-bepaling. In de huidige situatie wordt een dergelijke verruiming niet toegepast en er zijn hierbij geen problemen opgetreden.

Ten aanzien van niet-limitatieve eis voor artikel 13(1)(b):
Frequentiegradiënt bij frequentieafwijkingen (RoCoF).
In de huidige Netcode en Systeemcode wordt geen eis gesteld ten aanzien van de frequentiegradiënt-beveiliging. Er is een direct verband tussen de RoCoF (Rate of Change of Frequency) en de in het net aanwezige inertie. Wegens de verwachting dat de in het net aanwezige inertie langzaam afneemt, is dit een belangrijk punt van aandacht.
Het document "Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 02 November 2017, gedeeltelijk opgenomen in de Annex (hoofdstuk 7) geeft aan voor de ongevoeligheid voor de frequentiegradiënt minimaal een waarde van 2 Hz/s aan te houden.
In hetzelfde document is opgemerkt dat de RoCoF waarbij elektriciteitsproductie-eenheden aan het net gekoppeld kunnen blijven, afhangt van het type eenheid. Synchrone generatoren kunnen tegen een RoCoF van 2,5 Hz/s (gedurende 100ms). Windturbines (zowel full converter als DFIG – dubbel gevoede inductiegenerator) kunnen aan het net gekoppeld blijven bij een RoCoF van 4 Hz/s.

In de Nederlandse vertaling wordt gesproken over frequentiegradiëntsbeveiliging. In de Engelstalige tekst wordt gesproken over "rate-of-change-of-frequency-type loss of mains protection". De taak van deze "loss of mains" beveiliging is voorkomen dat eilandbedrijf ontstaat in geval dat het net, waar deze elektriciteitsproductie-eenheid zich bevindt, gescheiden wordt van het net waarin zich de dispatch generatoren bevinden.
Loss-of-mains protection is an important requirement for operation of embedded generation. Embedded generation refers to generation that is connected to the distribution grid, such as wind turbines, photovoltaics, small hydro and diesel generator sets. The role of loss-of-mains protection is to prevent the formation of 'power islands'. This is the scenario when a section of distribution network has become disconnected from utility supply, but utility customers continue to be energised by an embedded generator. This is undesirable from the point-of-view of power quality, and also poses serious hazards to personnel. Thus, embedded generators are required to detect when connection to utility dispatch generation is lost (i.e. loss-of-mains) and then disconnect themselves from the utility grid. Bron: "Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings"; David M. Laverty, Robert J. Best, D. John Morrow; Published in IET Generation, Transmission & Distribution.
De frequentiegradiëntsbeveiliging is projectspecifiek en wordt overeengekomen tussen TSB en relevante systeembeheerder.

Ten aanzien van artikel 13(2)(a)
Voor de gelimiteerde frequentiegevoelige modus – overfrequentie (LFSM-O) ligt de frequentiedrempelwaarde tussen 50,2 Hz en 50,5 Hz (inclusief). In ENTSO-E document "Limited frequency sensitive mode" (gedeeltelijk opgenomen in Annex, hoofdstuk 7), wordt voor de synchrone zone van Centraal Europa een waarde van 50,2 Hz voorgesteld, zodat er geen gat of overlap is met de frequentiefevoelige modus (FSM).
De statiekinstellingen liggen tussen 4% en 12%. In hetzelfde document wordt als default waarde is 5% voorgesteld.
De voorgestelde frequentiedrempelwaarden en statiekinstellingen (bereiken en default waarden) zijn conform beide in ontwikkeling zijnde Cenelec 50549-standaards.
De Netcode en de Systeemcode moeten hierop worden aangepast omdat de nieuwe categorieën (type A, B, C en D) niet aansluiten op de huidige Nederlandse codes.

Ten aanzien van artikel 13(2)(b)
De relevante TSB kan ervoor kiezen om binnen zijn regelzone automatische ontkoppeling en opnieuw koppelen toe te staan. Deze niet-limitatieve eis is een "kan"-bepaling. Deze eis wordt niet ingevuld.

Ten aanzien van artikel 13(2)(f)
De relevante TSB kan eisen dat de elektriciteitsproductie-eenheid bij het bereiken van het minimumregelniveau in staat is om op dit niveau in bedrijf te blijven of het opgewekte werkzame vermogen verder te verminderen. Deze niet-limitatieve eis is een "kan"-bepaling. Gekozen wordt voor de mogelijkheid dat de elektriciteitsproductie-eenheid op het niveau in bedrijf blijft.

Ten aanzien van artikel 13(4)
Toegestane reductie van werkzaam vermogen bij dalende frequentie.
Elke vermindering van het actieve vermogen bij lage frequenties is in principe schadelijk voor de systeemveiligheid en daarom zal elke generator het werkzame vermogen zo weinig verminderen als technisch haalbaar is in een dergelijke situatie. Daarom definieert deze niet-limitatieve eis de maximaal toelaatbare verlaging van het actieve vermogen bij een te lage frequentie. Het voorstel is in lijn met het ENTSO-E document "Maximum Admissible active power reduction at low frequencies" (zie Annex, hoofdstuk 7) en met beide in ontwikkeling zijnde Cenelec 50549-standaards.

Ten aanzien van artikel 13(5)
Artikel 13, lid 5, als aanvulling op artikel 13, lid 4, verduidelijkt dat de omgevingsvoorwaarden, waarvoor de kenmerken zijn gedefinieerd, duidelijk moeten worden gedefinieerd, aangezien deze een belangrijke invloed hebben op de mogelijkheid van elektriciteitsproductie-eenheden om aan de eis te voldoen. Bovendien wordt in hetzelfde artikel 13, lid 5, specifieke aandacht besteed aan het feit dat sommige technologieën zeer gevoelig zijn voor de gekozen waarde bij het specificeren van deze vereiste.

De zwaarste specificaties die door de RfG zijn toegestaan, kunnen een probleem zijn voor gasturbines, vooral bij hoge temperaturen. Thermische overbelasting van de machine bij lagere frequenties is de belangrijkste beperking voor een gasturbine en als het frequentie-instelpunt voor een langere tijd wordt aangehouden, moet bij frequenties lager dan 49 Hz het vermogen worden beperkt

om overbelasting van de machine te voorkomen. Hoe warmer de omgevingstemperatuur, hoe lager het capaciteit om het vermogen bij dalende frequentie te handhaven. Voor gasturbines is de afname van het werkzame vermogen veel minder bij lage temperaturen. De vermogensafname bij gasturbines beging met een helling van 10% per Hz.
De gasturbine wordt meestal gespecificeerd bij ISO-conditie (15° C).

De omgevingsvoorwaarden worden gezien als ontwerpparameters en kunnen worden opgenomen in de Aansluit- en Transportovereenkomst (ATO).

Ten aanzien van artikel 13(6)
De elektriciteitsproductie-eenheid wordt uitgerust met een logische interface waarmee het werkzame vermogen door de relevante systeembeheerder op afstand binnen vijf seconden naar nul kan worden gereduceerd. Met het oog op de voorziene ontwikkeling van het totale opgestelde vermogen van PV-installaties van type A en B, wordt van deze "kan"-bepaling gebruik gemaakt. De eisen voor het op afstand besturen van deze functie worden door de relevante systeembeheerders opgesteld.

Ten aanzien van artikel 13(7)
Voorwaarden voor automatische koppeling aan het net.
Deze niet-limitatieve eis wordt ingevuld aan de hand van: "Automatic connection/reconnection and admissible rate of change of active power", ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for automatic connection / reconnection after incidental disconnection and admissible rate of change of active power, 08. November 2017 (gedeeltelijk opgenomen in Annex, hoofdstuk 7).
Het document beschrijft het koppelen na een netwerkstoring (reconnection) en het koppelen in de gewone bedrijfstoestand. Bepaling 13(7) gaat over de normale bedrijfstoestand.
Ten aanzien van de capaciteit voor het koppelen wordt in de IGD uitgegaan van:

- Voltage range at the grid connection point: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu en
- Frequency range: 47,5 Hz ≤ f ≤ 51,0 Hz en
- Adjustable observation time: van 0 tot 300s;
- Adjustable power gradient / ramp-up ≤ 20% van P_n per minuut

De voorwaarden voor automatisch koppelen zijn volgens de IGD:

- Voltage range: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu en
- Frequency range: 49,9 Hz ≤ f ≤ 50,1 Hz en
- Minimum observation time: 60s
- Maximum active power gradient / ramp-up ≤ 20% van P_n per minuut

Het automatisch koppelen is niet toegestaan voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D.

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

Niet-limitatieve eis voor artikel 13(1)(a)(i):
Bedrijfsperiodes om bij frequentieafwijkingen aan het net te blijven.
Voorstel is de bedrijfsperiode voor frequenties in de band van 47,5 Hz tot 48,5 Hz en de bedrijfsperiode voor frequenties in de band van 48,5 Hz tot 49,0 Hz vast te stellen op 30 minuten.

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 13

Synchrone zone	Frequentieband	Bedrijfsperiode
Continentaal Europa	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	30 minuten
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Onbeperkt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minuten

Niet-limitatieve eis voor artikel 13(1)(a)(ii):
Bredere frequentiebanden, langere minimumbedrijfsperiodes, et cetera.
Het voorstel is om geen gebruik te maken van deze mogelijkheid.

Niet-limitatieve eis voor artikel 13(1)(b):
Frequentiegradiënt bij frequentieafwijkingen (RoCoF).
Het voorstel is om de ongevoeligheid voor de frequentiegradiënt te specificeren op 2 Hz/s gedurende 500 ms.
De frequentiegradiëntsbeveiliging mag niet aanspreken bij een frequentiegradiënt kleiner dan 2 Hz/s.

Ten aanzien van artikel 13(2)(a)
Voor de gelimiteerde frequentiegevoelige modus – overfrequentie (LFSM-O) is de frequentiedrempelwaarde instelbaar tussen 50,2 Hz en 50,5 Hz (inclusief). De waarde is: 50,2 Hz.
De statiek is instelbaar tussen 4% en 12%. De default waarde is: 5%.

Ten aanzien van artikel 13(2)(b)
De relevante TSB kan ervoor kiezen om binnen zijn regelzone automatische ontkoppeling en opnieuw koppelen toe te staan. Deze eis is een alternatief voor (a) en wordt niet ingevuld omdat gekozen is voor (a).

Ten aanzien van artikel 13(2)(f)
De relevante TSB kan eisen dat de elektriciteitsproductie-eenheid bij het bereiken van het minimumregelniveau in staat is om op dit niveau in bedrijf te blijven of het opgewekte werkzame vermogen verder te verminderen. Deze niet-limitatieve eis is een "kan"-bepaling. Gekozen wordt voor de mogelijkheid dat de elektriciteitsproductie-eenheid op het minimumregelniveau in bedrijf blijft.

Ten aanzien van artikel 13(4)
Toegestane reductie van werkzaam vermogen bij dalende frequentie.
Conform het gestelde in ENTSO-E document "Maximum Admissible active power reduction at low frequencies" is beneden een frequentie van 49,5 Hz de gradiënt 10% van de maximale capaciteit bij 50 Hz, per frequentiedaling met 1 Hz.

Ten aanzien van artikel 13(5)
Het wel of niet toestaan van reductie van werkzaam vermogen bij lage frequentie en de omgevingsvoorwaarden worden opgenomen in de ATO.

Ten aanzien van artikel 13(6)

De elektriciteitsproductie-eenheid wordt uitgerust met een logische interface waarmee het werkzame vermogen door de relevante systeembeheerder op afstand binnen vijf seconden naar nul kan worden gereduceerd. De eisen voor het op afstand besturen van deze functie worden door de relevante systeembeheerders opgesteld.

<u>Ten aanzien van artikel 13(7)</u>
Voorwaarden voor automatische koppeling aan het net voor typen A, B en C.
Ten aanzien van de capaciteit voor het koppelen wordt uitgegaan van:

- Voltage range at the grid connection point: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu en
- Frequency range: 47,5 Hz ≤ f ≤ 51,0 Hz en
- Adjustable observation time: van 0 tot 300s
- Adjustable power gradient / ramp-up ≤ 20% van P_{max} per minuut

De voorwaarden voor automatisch koppelen zijn:

- Voltage range at the grid connection point: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu en
- Frequency range: 49,9 Hz ≤ f ≤ 50,1 Hz en
- Minimum observation time: 60s
- Maximum active power gradient / ramp-up ≤ 20% van P_{max} per minuut

7. Annex

"Frequency ranges", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 02. November 2017

Selectie:

This document addresses the frequency ranges required for the AC transmission and distribution lines including HVDC systems on the AC lines, the power generation and demand facilities.
The general principle for the frequency range and time duration requirements are follows:

- Frequency ranges for transmission and distribution network lines, including HVDC systems on the AC lines, to stay connected to the system shall be wider than for power generating and demand facilities
- Frequency ranges for power generating facilities to stay connected to the system shall be wider than for demand facilities
- Frequency ranges for demand facilities to stay connected to the system shall be narrower than for power generating facilities

Regarding the wider withstand capability stated in the NC RfG article 13(1)(a)(ii):
Preserving or restoring system security as mentioned in article 13(1)(a)(ii), is expected to cover black-start restoration schemes as well as operation of local transmission system area (such as countries or national regions) which have a higher probability of being disconnected from the rest of the synchronous area in and order to allow them to be resynchronised with limited impact. For this matter, agreement with power generating facility owner shall focus on wider withstand capabilities than the one foreseen in article 13(1)(a)(ii).

Despite choices need to be made at national level, for frequency-related issues this normally requires a system wide response and therefore collaboration between TSOs at synchronous area level is necessary.

"Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 02 November 2017

Selectie:

The requirement aims at ensuring that power generating modules (NC RfG), demand units offering Demand Response (DR) services (DCC), HVDC systems and DC-connected power park modules shall not disconnect from the network up to a maximum rate of change of frequency (df/dt). A large rate of change of frequency (RoCoF) may occur after a severe system incident (e.g. system split or loss of large generator in a smaller system). The facilities shall remain connected to contribute to stabilize and restore the network to normal operating states.

The resulting RoCoF withstand capability will be an important input to calculate the essential minimum inertia (provided by the synchronous PGM with inherent inertia and by PPMs with synthetic inertia) for system stability in case of outage or system split, incl. asynchronous operation of control block. Therefore there is a direct link between RoCoF and inertia related requirements.

Please note that this IGD would be updated in respect to frequency measurement criteria once the outcome of task force on this topic is finalized and published.

The selection of the maximum (df/dt) values to be withstood needs to be chosen by collaboration between the connection codes in order to ensure equitable behaviour of the relevant system users in case of rapid frequency changes bearing in mind the different scope of application of the CNCs. NC HVDC introduces an explicit limit for HVDC systems (2.5 Hz/s), which is above the limit for DC-connected power park modules (2.0 Hz/s). The rationale behind these choices is to have a margin between the capability of HVDC systems and power generating modules to ensure that HVDC systems will disconnect last in order to enable power generating modules and demand units to contribute to stabilize and restore the network to normal operating states as long as possible.

To define the RoCoF withstand capability correctly, the characteristics of an entire synchronous area must be considered. The capability shall be determined based on analysis of a normative incident for the network concerned. Such a normative incident could be a system split in a large synchronous area with a significant change of inertia and power imbalance in the resulting subsystems (e.g. historic events like the Italy blackout in 2003 and the Continental Europe 3-way split in November 2006).

Since one main concern is the decrease of system inertia, chosen scenarios should reflect situations with low inertia, e.g. high share of non-synchronous renewable generation or high import/export scenarios in case of system splits. For example, on 23rd of August 2015, renewable energy generation in Germany covered 84% of domestic demand.

Given the uncertainty on system characteristics and their future evolution, power generating modules need to be robust against changes to the system and shall provide RoCoF withstand capability which accounts for these varying system conditions.

Although the inherent capability may vary for different generation technologies, a single minimum RoCoF withstand capability may be required to ensure stability of the network. A common value of RoCoF withstand capability of a synchronous area shall not inhibit a TSO requiring further inherent withstand capabilities not to be unreasonably withheld e.g. to manage system operation of parts of its network which may be exposed to a higher risk of islanding.

Dissimilar capability thresholds may apply for different technologies (e.g. thermal power generating modules and wind turbines) if applicable and technically and economically appropriate (based on stakeholder survey results, wind turbines can stay connected with no problem while df/dt goes as high as 4 Hz/s while synchronous power generating modules can at least withstand 2.5 Hz/s with 100 ms

time-window). Factors such as rigidity of connection point, repetition of high df/dt events and stability of plant's auxiliary machines may be taken into account.

Based on results from studies and better harmonization between the connection codes, RoCoF measured at any point in time as an average of the previous 500 ms, is the most reasonable proposal for the minimum RoCoF withstand capability. This capability is to be verified with a specific /predefined frequency profile and explicit measuring technique. Following profiles are hence the WG CNC recommended profiles taking 2.0 Hz/s for duration of 500 ms as the minimum RoCoF to be withstood.

"Limited frequency sensitive mode", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 02 November 2017

Selectie:

Limited frequency sensitive mode at overfrequency (LFSM-O) is to be activated, when the system is in an emergency state of overfrequency and all frequency containment reserves (FCR) in negative direction have already been deployed.
Limited frequency sensitive mode at underfrequency (LFSM-U) is to be activated, when the system is in an emergency state after of underfrequency and all frequency containment reserves (FCR) in positive direction have already been deployed.
For adequate specifications of the relevant parameters it is essential to be aware of the objective of the LFSM-O/-U functions and to understand how it interacts with other frequency stability requirements and assumptions for a system defence plan.

Despite choices need to be made at national level, for frequency-related issues this normally requires a system wide response and therefore collaboration between TSOs at synchronous area level is necessary.

In order to cope with and compensate frequency deviations, frequency containment reserves (FCR) are deployed by generators running in frequency sensitive (FSM) mode (according to NC RfG type C and D power generating modules shall be capable of providing of FCR). Within a synchronous area FCR is dimensioned to keep the system frequency within a defined operational range based on a reference incident. For example, the relevant design criteria for the Continental Europe (CE) synchronous area is to keep the system frequency within 50.0 Hz +/-200 mHz in case of a load imbalance of +/-3000 MW.

Nonetheless more severe disturbances exceeding this FSM reference incident cannot be excluded and may occur in particular, if an interconnected system splits into separate parts each with a high load imbalance due to a high power exchange between these parts before the disturbance. In such cases frequency deviations larger than 50.0 Hz +/-200 mHz can be expected.

LFSM-O is to be activated, when the system is in an emergency state after a severe disturbance, which has resulted in a major generation surplus and the frequency deviation cannot be mitigated by

the FCR resources only. In such cases FCR resources are fully deployed, but system frequency cannot be stabilized and increases further. The active power decrease of all power generation modules according the LFSM-O specifications shall support stabilizing the system at a frequency < 51.5 Hz after FCR has been exhaustively deployed to avoid a system collapse and gain time for further operational measures for frequency reduction. In case of LFSM-O activation and increasing frequency power generating modules shall continuously decrease the active power towards the minimum regulating level according to the selected droop. For type A generators the TSO may allow alternatively that such behaviour is emulated by disconnection at randomised frequencies.

LFSM-U is to be activated, when the system is in an emergency state after a severe disturbance, which has resulted in a major generation shortfall and the frequency deviation cannot be mitigated by the FCR resources only. In such cases FCR resources are fully deployed, but system frequency cannot be stabilized and decreases further. The active power increase of all power generation modules type C and D according the LFSM-U specifications shall support stabilizing the system at a frequency > 49.0 Hz after FCR has been exhaustively deployed and before load shedding is activated. In case of LFSM-U activation and decreasing frequency the power generating modules shall continuously increase the active power towards to the highest achievable output (taking into account a reduced maximum capacity at low frequencies, if applicable) at that moment according to the selected droop.

By principle, LFSM-O service can be provided by every power generating module in operation above its minimum regulating level. As it is to be understood as a minimum active power reduction at a specific (high) frequency any further reduction at this frequency, may it be due to a shortfall of the primary energy (e.g. wind) or due to network constraints is harmless, but would even support the effect of LFSM-O.
In contrast, the provision of LFSM-U service may be subject to further preconditions. An active power increase is possible only for generators running below their maximum capacity. Typically RES generation however is dispatched according to their maximum available primary energy, unless there are network constraints. LFSM-U capability shall not be understood as requiring RES generation to run at a reduced active power output just to be prepared for an increase in case of an unlikely low frequency event. The economic generation dispatch hence shall not be limited by LFSM-U performance.

In order to best coordinate active power response by LFSM-O/-U with the provision of FCR, it is recommended to activate it at full deployment of FCR, i.e. to set the frequency threshold such, that there is no overlap or gap between FCR and LFSM-O/-U. Hence, the following frequency threshold are recommended for each synchronous area:

Synchronous area	: Continental Europe
LFSM-U threshold	: 49,8 Hz
LFSM-O threshold	: 50.2 Hz

Concerning the droop settings, it is recommended to keep an adjustable range of 2% - 12% for both LFSM-O/-U. From the perspective of a technical capability with relevance to plant design it is important to take care and emphasize in the national implementation, that the plant control systems indeed allow

adjusting and reselecting the droop setting over the plant's lifecycle. An ENTSO-E survey on technical capabilities for frequency stability has shown, that an adjustable droop is technically feasible not a significant cost issue for plant design. However, a very low droop setting with more frequency sensitive responses could lead to increased maintenance costs. Taking into consideration these aspects and the fact, that an overfrequency emergency situation requires a clear-cut active power response since active power reduction is the only countermeasure against high frequency, the proposed default droop settings are:

Synchronous area : Continental Europe
LFSM-O default droop settings of PGMs : 5%

"Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors – RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group", Entso-E, March 2016

Chapter 3. Evaluation Criteria

As an immediate result of an imbalance between generation and load the system frequency starts deviating from its rated value. The gradient of the frequency (RoCoF) is inversely proportional to the overall system inertia.

The frequency deviation is stabilized by the available primary control reserves. In Continental Europe, these reserves are designed in such a way that the system frequency deviation remains within the range of 49.8 Hz and 50.2 Hz for both ordinary and exceptional contingencies. This frequency range corresponds to the ordinary operation range. After power plant outages of 1 GW and depending on the system load frequency gradients of 5-10 mHz/s are presently observed in the CE power system.

If, following an out-of-range contingency, the primary control reserves are exhausted or the resulting imbalance exceeds the reference incident of 3 GW, the system frequency as well as the frequency gradient reach exceptional values and the system state is called alert. When the global security of the system is endangered or/and under frequency load shedding is activated the system is in the emergency state.

If the frequency exceeds the range of 47.5 Hz or 51.5 Hz, a system blackout can hardly be avoided. Consequently the system will reach the so-called blackout state and will have to be restored.

Current and future challenges

It is important to distinguish clearly between the current ability of the power system to withstand extreme frequency gradients and the desired frequency gradients derived from future system expansion and enforcement plans or changes with respect to power generation sources and technology.

Current transient response capability of the CE power system

Within the last 15 years the Continental European power system has experienced three serious disturbances. Frequency gradients in a range between 100 mHz/s up to 1 Hz/s have been recorded.

Based on the experience of dynamical phenomena across the power system of Continental Europe, it is possible to state that transients triggered by 20% of imbalance with a RoCoF greater than 1 Hz/s are critical and, in some cases, a chain reaction of adverse events (loss of generating units, untimely trips,…) can drive the system to unpredictable system states. The ENTSO-E Regional Group Continental Europe, subgroup System Protection and Dynamics has elaborated conclusions of the studies performed and recommendations with respect to dispersed generation and load shedding criteria that can significantly reduce the risk of loss of control over the system.

Required transient response capability for future system design
The interconnected power system of CE faces a rapid change in the structure and geographic distribution of generation. Due to an increasing share of non-synchronous generation and a decreasing share of synchronous generation (the latter provides the main part of the system inertia today) the locally available system inertia decreases. In addition, increasing transmission capacities enable higher amounts of power transfers between different parts of the system and thus lead to increasing the amount of possible imbalances in case of a system split, which directly affects frequency stability as shown in the following chapters.
The future challenge regarding frequency stability will differ across Continental Europe. There are regions in Continental Europe where the amount of possible imbalances is capped by limited transmission capacities between those regions and other parts of the system, e.g. the Iberian Peninsula. On the other hand, there are other regions where, based on current and future expected transmission needs (e.g. in Germany), the transmission capacities are continuously increasing.
Therefore, the reference scenario for the future indicates that the system must be able to resist, under split scenarios, conditions dividing the Continental European power system, with imbalances greater than 40%. This may lead to Rate of Change of Frequency (RoCoF) higher than 2 Hz/s.

<u>Chapter 8. Conclusion and Recommendations</u>
…
Further observations to overfrequency regime
As system splits are not predictable, the size of the islands and the amount of the imbalance may vary considerably. In order to generalize the investigation the imbalance is expressed as a percentage of the load in the island. This makes it possible to avoid looking at thousands of conceivable real system split scenarios.
The present study is based on a simplified model and gives recommendations and ideas concerning system behaviour under different conditions. Nevertheless, if the share of the renewable i.e. non-synchronous generation increases, other phenomena (not modelled here) may happen and lead to undesirable events. Therefore, the permissible and possible ratio between synchronous and non-synchronous share of generation will have to be analysed with additional studies.
The SPD group will continue investigating new scenarios depending on the evolution of the nonsynchronous generation.
As market simulations show, large power transits over long distances will become more intense and more frequent in future. If in such a situation a system split occurs, the resulting imbalances of the formed islands and the observed RoCoFs will be quite high. This will require a fast

reduction of the non-synchronous generation in over-frequency regime.
The questions concerning the following points will have to be answered in future.
Which is the right balance between:

- the maximum RoCoF that can be handled by the grid users
- the maximum imbalance the system should be able to cope with, in order to keep the frequency stable after a system split
- the minimum inertia in the system for limiting the RoCoF
- the minimum performance (frequency threshold and minimum steepness of the droop characteristic and minimum measurement delay) of the non-synchronous generation within the scope of LFSM-O

For finding the answer, a lot of sensitivity analyses have been performed in the present report.

- The study hypothesis, based on operational experience and technology capabilities is the following: grid users shall be able to withstand a RoCoF of at least 2 Hz/s.
- The system shall be designed for maintaining stable frequency after a system split with an imbalance of at least 40 % between the generation and the load. This seems to be necessary if market-driven power transits further evolve.

"Maximum Admissible active power reduction at low frequencies", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 6 November 2017
(Selectie)

A system frequency drop is always linked to a power imbalance in the system. In order to support system frequency stability and not to impair system response to an initial event, it is important that at low frequencies the active power output of PGMs is reduced as little as technically possible.
...
It is important to note that any decrease of active power at low frequencies is detrimental to system security and therefore each generator shall reduce active power output as little as technically feasible in such a situation. Therefore, the requirement shall define the maximum admissible active power reduction at underfrequency but no intentional decrease of active power to align the NC requirement will be accepted.
...
The implementation of article 13(4) of the NC RfG shall establish at least a $P_{max}(f)$-characteristic which falls within the acceptable range defined by the NC RfG.
Article 13(5), complementing Article 13(4) clarifies that ambient conditions, for which the characteristics are defined shall be defined clearly as these have an important influence on the capability of power generating modules to comply with the requirement. Furthermore, the same article 13(5) draws specific attention to the fact that some technologies are very sensitive to the value chosen when specifying this requirement.
...
Differently from PPMs, some SPGMs may have technological limitations to maintain their maximum active power at low frequencies, based on technology-dependent limitations and existing practices

reflecting system needs, it is proposed to define two time domain based characteristic as maximum admissible active power reduction at underfrequency: the transient behaviour and the steady-state behaviour.
...
This phenomenon of decreased maximum power capability at low frequencies can be observed as well for other technologies used in the power sector especially if the low frequency is combined with low voltage. Due to reduction in efficiency of auxiliaries, the power generating units are not able to produce maximum power under these conditions. To mitigate this problem an appropriate choice of the auxiliary devices shall be considered at plant design.
...
According to the wind industry, wind farms based on full converter technology have no difficulties to keep steady state operation with rated frequency with plus or minus 7Hz.
Wind farms based on DFIG technology do not need to reduce active power at low frequencies while frequency stays within the frequency ranges defined in NC RfG article 13(1).
The most onerous specifications allowed by the RfG could be a concern for gas turbines, especially at high temperature. Thermal overloading of the engine at lower frequencies is the main constraint for gas turbine and if the frequency set point is kept for a longer time, power reduction must be performed below 49 Hz in order to avoid overloading of the engine. The hotter the ambient temperature, the lower the capability to maintain power output at falling frequency. For gas turbines, the decrease of active power is much less at low temperature. Typically, the engines start derating with a rate of 10 % /Hz and operate for unlimited time.
The gas turbine rating is typically specified at ISO condition (15°C).

"Automatic connection/reconnection and admissible rate of change of active power", ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for automatic connection / reconnection after incidental disconnection and admissible rate of change of active power, 08. November 2017 (Selectie)

The motivation for allowing automatic reconnection after an incidental disconnection or during system restoration is that neither the relevant TSO nor the relevant DSO can manage to respond to all individual start-up requests of power generating modules. In addition communication with type A power generating modules for connection/reconnection is not required. Hence they need to act autonomously according to a configured schedule in such cases.
Automatic connection of power generating units after an incidental disconnection includes, but are not limited to, the following fundamental conditions:

- Specifications of the voltage range were reconnection is allowed
- Specifications of the frequency range were reconnection is allowed
- Specification of a minimum observation time from establishing voltage and frequency
- Specification of a maximum active power ramp-up after reconnection.

Uncoordinated/uncontrolled reconnection of a large amount of distributed generation after system disturbance could result in system stability problems and cause system split or islanding. Therefore some basic rules/conditions for reconnection shall be specified.

Key definitions:

- Automatic reconnection: connection/reconnection initiated by the power generating module's control system based on real-time observation of system parameters/conditions after an incidental disconnection or at start-up.
- Connection: Normal connection and synchronisation of a power generating module for active power infeed after standstill
- Reconnection: Connection and synchronisation of a power generating module after an incidental dis-connection

The technical capability of the power generating units to connect to the network shall be as follows:

- Voltage range at the grid connection point: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu; and
- Frequency range: 47.5 Hz ≤ f ≤ 51.0 Hz; and
- Adjustable observation time: from 0 to 300 s;
- Adjustable power gradient / ramp-up ≤ 20% of P_{max} / min

If no settings are specified by the relevant TSO or relevant DSO (in coordination with the relevant TSO), the default settings for an automatic reconnection for power generating units after an incidental disconnection could be recommended as follows:

- Voltage range: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu; and
- Frequency range: 49,9 Hz ≤ f ≤ 50,1 Hz; and
- Minimum observation time: 60 s;
- Maximum active power gradient / ramp-up ≤ 20% of P_{max} / min

Automatic reconnection after incidental disconnection is allowed when the system frequency and the voltage at the grid connection point are within the specified range for the defined observation time, and any protection tripping has been cleared.

Some TSOs may distinguish between reconnection after a frequency disturbance and automatic connection at start-up. The frequency range for automatic reconnection after a frequency disturbance could be limited.

RfG Artikel 14, versie 06 (2018-03-21)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in 14(2)(b), 14(3)(a)(i), 14(3)(a)(iv), 14(3)(b), 14(4)(a), 14(4)(b), 14(5)(a), 14(5)(b)i en 14(5)(b)ii. Alleen de niet-limitatieve eis van artikel 14(2)(b) is een "kan"-bepaling. De overige niet-limitatieve eisen van artikel 14 zijn "moet"-bepalingen.

2. Strekking

Artikel 14 bevat algemene eisen voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type B.

Artikel 14(2)(b) van de NC RfG betreffende frequentiestabiliteit omvat eisen, die kunnen worden gesteld aan het op afstand besturen van het werkzame vermogen.
Krachtens artikel 15(1) geldt deze bepaling niet voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type C.
Krachtens artikel 16(1) geldt deze bepaling niet voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D.

In artikel 14(3) betreffende robuustheid wordt een spanning-tijd-profiel gespecificeerd waarbij elektriciteitsproductie-eenheden van type B in staat moeten zijn om met het systeem verbonden te blijven na een kortsluiting in het net.
Krachtens RfG artikel 15(1) gelden deze eisen ook voor elektriciteitsproductie-eenheden van type C.
Krachtens RfG artikel 16(1) geldt deze bepaling ook voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D.

Artikel 14(4) beschrijft eisen met betrekking tot systeemherstel. Onderdeel (a) heeft betrekking op wederinschakelen na ontkoppeling ten gevolge van een storing in het netwerk. Artikel 14(4)(b) van de NC RfG omvat de algemene eisen voor de voorwaarden voor inschakelapparatuur voor automatische inschakelen.

In artikel 14(5) betreft eisen qua systeembeheer betreffende besturingssystemen en –instellingen, elektrische beveiligingsconcepten en –instellingen en uitwisseling van informatie.
Krachtens RfG artikel 15(1) geldt deze bepaling ook voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type C.
Krachtens RfG artikel 16(1) geldt deze bepaling ook voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D.

3. Definities

Fault-ride-through: de capaciteit van elektrische apparatuur om verbonden te blijven met het netwerk en in bedrijf te blijven bij lage spanningen op het aansluitpunt als gevolg van volgens de beveiligingsfilosofie afgeschakelde fouten.

4. Referenties

4.1 NC RfG

Artikel 14(2)(b): De relevante systeembeheerder kan de eisen vast te stellen voor extra apparatuur die het mogelijk maakt het opgewekte werkzame vermogen op afstand te sturen

Artikel 14(3): Elektriciteitsproductie-eenheden van het type B voldoen aan de volgende eisen op het gebied van robuustheid:

a) wat de fault-ride-through-capaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden betreft:

i) elke TSB specificeert op het aansluitpunt een spanning-tijd-profiel met betrekking tot storingscondities volgens het model van figuur 3, waarin de omstandigheden worden omschreven waaronder de elektriciteitsproductie- eenheid in staat is met het netwerk verbonden en op stabiele wijze in bedrijf te blijven nadat het elektrisch systeem is verstoord door volgens de bedrijfsfilosofie afgeschakelde fouten in het transmissiesysteem;

ii) …

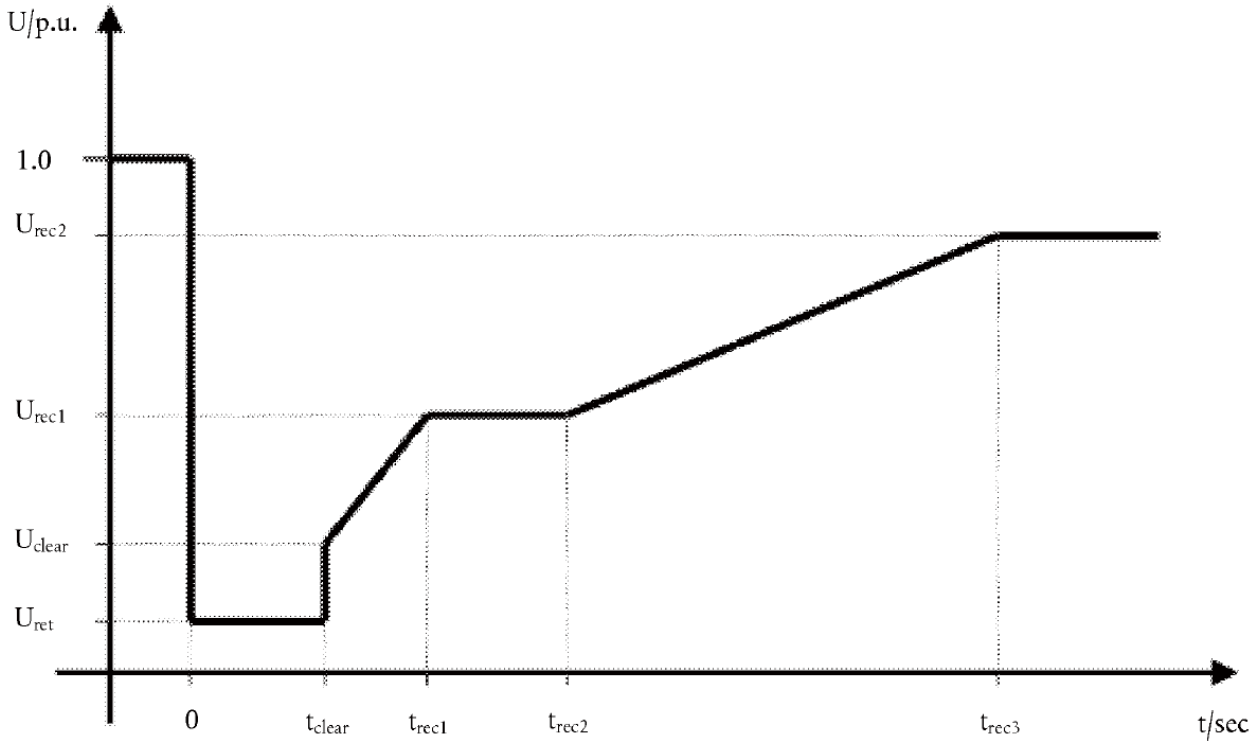
iii) …

iv) elke TSB specificeert en publiceert de condities vóór en na een storing voor de fault-ride-through-capaciteit wat betreft:

- de berekening van het minimum kortsluitvermogen op het aansluitpunt vóór de storing;
- het werkzaam en blindvermogen van het bedrijfspunt van de elektriciteitsproductie-eenheid op het aansluitpunt vóór de storing en de spanning op het aansluitpunt, en
- de berekening van het minimum kortsluitvermogen op het aansluitpunt na de storing.

v) …

RfG, Figuur 3
Fault-ride-through-profiel van een elektriciteitsproductie-eenheid



Het diagram is een weergave van de benedengrens van een spanning-tijd-profiel van de spanning op het aansluitpunt, uitgedrukt als de verhouding tussen feitelijke waarde en de referentie 1 pu-waarde daarvan vóór, tijdens en na de storing. U_{ret} is de restspanning tijdens een storing op het aansluitpunt; t_{clear} is het tijdstip waarop de storing is afgeschakeld; U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2} en t_{rec3} specificeren bepaalde punten van benedengrenzen van spanningsherstel na oplossen van de storing.

Tabel 3.1
Parameters voor figuur 3 voor de fault-ride-through-capaciteit van synchrone elektriciteitsproductie-eenheden

Spanningsparameters [per unit (pu)]		Tijdsparameters [seconden]	
U_{ret}	0,05 - 0,3	t_{clear}	0,14 - 0,15 (of 0,14 -0,25 indien de systeembeveiliging en het veilig bedrijf dit vereisen)
U_{clear}	0,7 - 0,9	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1} - 0,7
U_{rec2}	0,85 - 0,9 en ≥ U_{clear}	t_{rec3}	t_{rec2} - 1,5

Tabel 3.2

Parameters voor figuur 3 voor de fault-ride-through-capaciteit van power park modules

Spanningsparameters [per unit (pu)]		Tijdsparameters [seconden]	
U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (of 0,14 - 0,25 indien de systeembeveiliging en het veilig bedrijf dit vergen)
U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0

vi) …

vii) …

b) De fault-ride-through-capaciteit in het geval van asymmetrische storingen wordt door elke TSB gespecificeerd.

Artikel 14(4): Elektriciteitsproductie-eenheden van het type B voldoen aan de volgende eisen met betrekking tot systeemherstel:

a) de relevante TSB specificeert de voorwaarden waaronder een elektriciteitsproductie-eenheid weer met het netwerk gekoppeld mag worden nadat het daarvan ten gevolge van een net-werkstoring is ontkoppeld, en

b) de installatie van automatische inschakelapparatuur gebeurt onder voorwaarde van zowel voorafgaande toestemming door de relevante systeembeheerder als inachtneming van de door de relevante TSB vastgestelde inschakelvoorwaarden.

Artikel 14(5): Elektriciteitsproductie-eenheden van het type B voldoen aan de volgende algemene eisen qua systeembeheer:

a) wat de besturingssystemen en -instellingen betreft:

i) de systemen en instellingen van de verschillende regelapparatuur van de elektriciteitsproductie-eenheid die vereist zijn voor de stabiliteit van het transmissiesysteem en voor het nemen van noodmaatregelen, worden gecoördineerd en overeengekomen tussen de relevante TSB, de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie;

ii) alle wijzigingen van de in punt i) bedoelde systemen en instellingen van de verschillende regelapparatuur van de elektriciteitsproductie-eenheid worden gecoördineerd en overeengekomen tussen de relevante TSB, de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie, met name wanneer zij gelden voor de in het bovenstaande punt i) bedoelde omstandigheden;

b) wat de elektrische beveiligingsconcepten en –instellingen betreft:

i) De relevante systeembeheerder stelt de beveiligingsconcepten en -instellingen vast die vereist zijn ter beveiliging van het netwerk, rekening houdend met de kenmerken van de elektriciteitsproductie-eenheid. De beveiligingsconcepten voor de elektriciteitsproductie-eenheid en het netwerk, alsmede de instellingen die relevant zijn voor de elektriciteitsproductie-eenheid, worden gecoördineerd en

overeengekomen tussen de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie. De beveiligingsconcepten en -instellingen voor interne elektrische storingen mogen de prestaties van de elektriciteitsproductie-eenheid overeenkomstig de eisen van deze verordening niet negatief beïnvloeden;

…

d) wat de uitwisseling van informatie betreft:

i) elektriciteitsproductie-installaties zijn in staat informatie uit te wisselen met de relevante systeembeheerder of de relevante TSB in realtime, dan wel periodiek met tijdstempel, als gespecificeerd door de relevante systeembeheerder of de relevante TSB;

ii) de relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB, omschrijft de inhoud van de uit te wisselen informatie, inclusief een nauwkeurige lijst van de door de elektriciteitsproductie-installatie te verstrekken gegevens.

4.2 Implementation Guide document

Ten behoeve van artikel 14(3):

"Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", 16 October 2013

Paragraaf 3.5: Fault Ride Through Capability of Generators Connected Below 110 kV.

The requirements aims at preventing power generating modules connected to networks below 110 kV from disconnection after a secured fault on the higher transmission level.

The fault-ride-through requirement does not require the actual voltage recovery curve to be of the shape of the voltage-against-time-profile, but represents a lower limit of it.

Successful fault-ride-through performance is required only in cases in which the actual voltage profile remains above this limit. Successful fault-ride-through performance is subject to further pre- and post-fault conditions of the system and operation of the power generating module (pre- and post-fault short circuit capacity at the connection point, pre-fault operating point of the power generating module in terms of apparent power and voltage), which shall be specified by the relevant network operator based on conditions for calculation as defined by each TSO.

Zie ook de Annex voor een uittreksel uit de tekst.

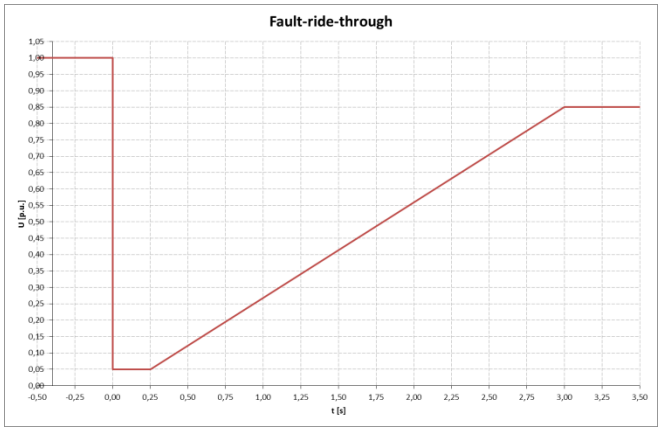
4.3 Netcode

Ten behoeve van artikel 14(2):

Geen informatie.

Ten behoeve van artikel 14(3):

Netcode artikel 2.6.9: Voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee wordt figuur 3 bij artikel 14, derde lid, onderdeel a, van de Verordening (EU) 2016/631 als volgt nader gespecificeerd:



Figuur e: De fault-ride through capability van de Power Park Module

Waarbij geldt dat de coördinaten van de hoekpunten van de curve van figuur e zijn:

Time t [s]	Spanning V [pu]
0,00	1,00
0,00	0,05
0,25	0,05
3,00	0,85

Ten behoeve van artikel 14(3)(a)(iv):

Netcode artikel 5.2.2.1: De netbeheerder bepaalt de helling van de statiek en de referentiewaarde van de automatische spanningsregeling. Indien een productie-eenheid niet bijdraagt aan de blindvermogenshuishouding in de normale bedrijfstoestand moet de referentiewaarde 15 minuten na constatering van een afwijking naar een uitwisseling van 0 Mvar worden teruggebracht, tenzij anders is overeengekomen.

Netcode artikel 2.1.5.6: Indien de aangeslotene geen nadere contractuele afspraken heeft gemaakt met de netbeheerder daaromtrent, varieert de arbeidsfactor in het overdrachtspunt tussen 0,85 (inductief) en 1,0, tenzij sprake is van kortstondige afwijkingen en van perioden met zeer lage belasting.

Netcode artikel 2.1.5.6a: In afwijking van het bepaalde in 2.1.5.6 mag de arbeidsfactor van een productie-eenheid die is aangesloten op een net met een spanningsniveau van meer dan 1 kV, maar minder dan 110 kV, eventueel in combinatie met de vermogenselektronische netkoppeling, in het overdrachtspunt liggen tussen 0,98 (capacitief) of 0,98 (inductief).

Netcode artikel 2.5.4.2: Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau van 50 kV en hoger kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,8 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

2.5.4.3: Alle productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau lager dan 50 kV kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,85 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

Ten behoeve van artikel 14(5)(a):

Geen informatie.

Ten behoeve van artikel 14(5)(b)(i):
Netcode artikel 2.5.3: De Beveiliging *(voor op hoogspanningsnetten aangesloten productie-eenheden)*
2.5.3.1 De beveiligingen zijn selectief ten opzichte van de beveiligingen in het net van de netbeheerder. De producenten dragen zorg en zijn verantwoordelijk voor adequate beveiligingen van de productie-eenheden tegen zowel storingen die ontstaan in het net als extreme afwijkingen van spanning en frequentie.
2.5.3.2 De netbeheerder stelt standmeldingen en spanning- en stroommetingen ter beschikking die voor een adequate beveiliging van de productie-installatie bij storingen vanuit het net noodzakelijk zijn
2.5.3.3 De netbeheerder stelt standmeldingen ter beschikking zodat op een juiste wijze gesignaleerd kan worden of een productie-eenheid met het net is verbonden.

Netcode artikel 2.1.4: De beveiliging *(voor alle aangeslotenen)*
2.1.4.1 De beveiliging van elektrische installaties en onderdelen daarvan is selectief ten opzichte van de beveiliging die de netbeheerder in de aansluiting van de elektrische installatie of in het voedende net toepast.
2.1.4.2 Bij de dimensionering van de elektrische installatie wordt rekening gehouden met de door de netbeheerder toe te passen beveiliging.
2.1.4.3 De netbeheerder informeert de aangeslotene en overlegt met hem voor zover van toepassing bij eerste aansluiting en bij latere wijzigingen van het net omtrent:
a. de beveiligingsfilosofie;
b. de minimum en maximum waarde van het kortsluitvermogen tijdens de normale bedrijfstoestand;
c. de wijze van sterpuntsbehandeling;
d. de isolatiecoördinatie;
e. de netconfiguratie;
f. de bedrijfsvoering.
Voor zover de bovengenoemde gegevens nodig zijn voor de bedrijfsvoering van de aangeslotene worden deze in het aansluitcontract vastgelegd. Zowel de aangeslotene als de netbeheerder kunnen het vastgelegde maximale kortsluitvermogen slechts in overleg met elkaar aanpassen.

Ten behoeve van artikel 14(5)(d)(ii):
Netcode paragraaf 2.5.7: De uitvoering van de installatie
2.5.7.4 Ten behoeve van – eventueel toekomstige – stabiliteitsberekeningen worden de volgende gegevens van generatoren bij aflevering overgelegd:
a. het toegekende schijnbaar vermogen,
b. de toegekende spanning,
c. de toegekende arbeidsfactor.
2.5.7.5 Bij productie-eenheden met een vermogen groter dan 2 MW wordt daarenboven de volgende informatie ter beschikking gesteld:
a. de synchrone (langs- en dwars-) impedantie (alleen bij synchrone generatoren),
b. de transiënte impedantie(s) en bijbehorende tijdconstante(n),
c. de subtransiënte impedantie(s) en bijbehorende tijdconstante(n),
d. de statorstrooi-impedantie(s),
e. regelbereik en tijdconstanten van het bekrachtigingscircuit (alleen bij synchrone generatoren),

f. het traagheidsmoment (inclusief dat van de aandrijvende machine),
g. de overdrachtsfunctie en de instelparameters van de automatische spanningsregeling,
h. de overdrachtsfunctie en de instelparameters van de turbineregeling.

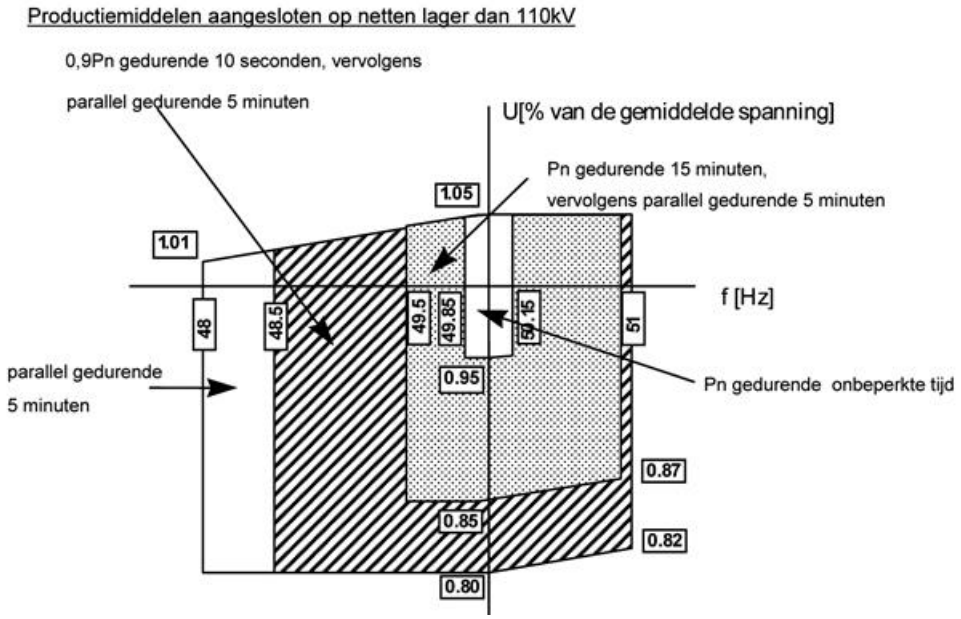
4.4 Systeemcode

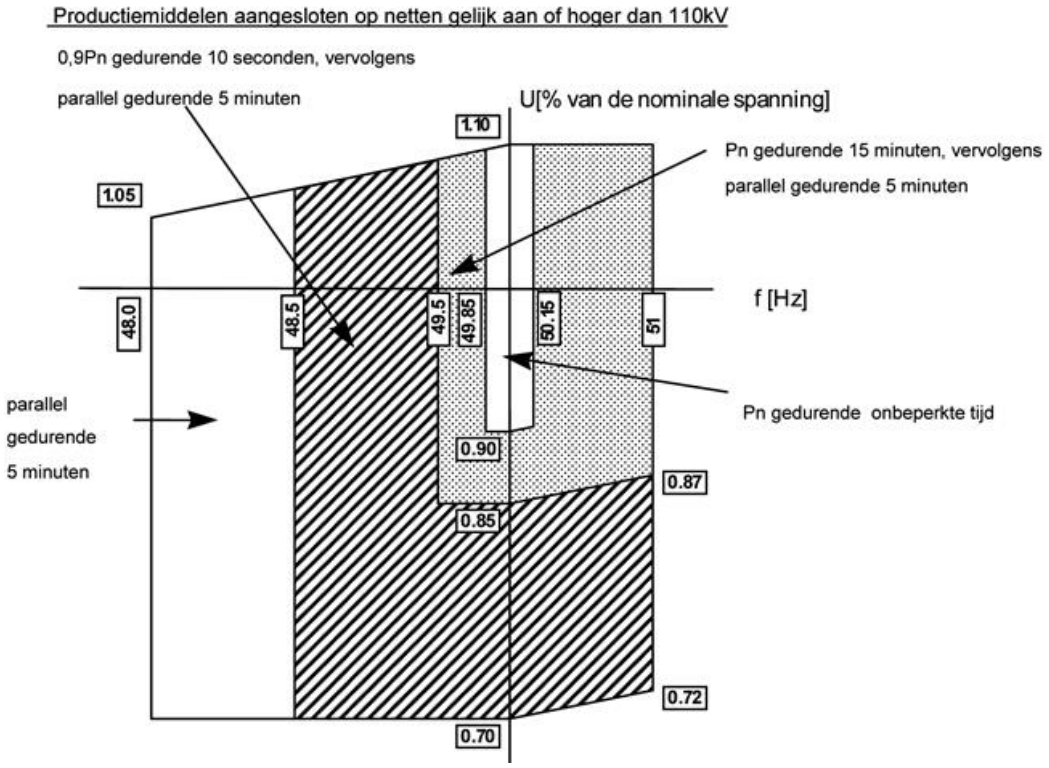
Ten behoeve van artikel 14(3)(a)(i), 14(3)(a)(iv) en 14(3)(b):

Systeemcode artikel 2.1.16: In geval van kortsluitingen in een net geldt:

a. Voor productie-eenheden die zijn gekoppeld aan netten met een nominale spanning lager dan 110 kV, is ontkoppeling toegestaan bij een spanningsdip, waarbij de restspanning een waarde heeft tussen 0,8 Un en 0,7 Un, na 300 ms. Indien de restspanning een waarde heeft < 0,7 Un mag ontkoppeld worden na 300 ms of na 90% van de kritische kortsluittijd (KKT) indien 300 ms > 0,9 KKT.
b. Voor productie-eenheden die zijn gekoppeld aan netten met een nominale spanning van 110 kV en hoger is ontkoppeling toegestaan bij een spanningsdip, waarbij de restspanning een waarde heeft < 0,7 Un, na 300 ms of na 90% van de kritische kortsluittijd (KKT) indien 300 ms > 0,9 KKT.
c. Indien een productie-eenheid door een kortsluiting in het net van het net gescheiden wordt, dient de productie-eenheid binnen 30 minuten nadat de kortsluiting opgeheven is, stabiel bedrijf te kunnen voeren parallel aan het net met alle generatoren in bedrijf. Dit geldt niet indien het wederkeren van de netspanning langer duurt dan één uur.

Bijlage 3: Bedrijfssituaties waarbij de generator gekoppeld dient te blijven met het net van de netbeheerder





Ten behoeve van artikel 14(5)(a):
Geen informatie.

4.5 Anders
Ten behoeve van artikel 14(3):
Cenelec EN 50549 (voor elektriciteitsproductie-eenheden van type B en kleiner).

Ten behoeve van artikel 14(5)(a):
Bij de aansluitingen van windparken en zonneparken worden tussen de TSB en de aangeslotene afspraken overeengekomen ten aanzien van de robuustheid van de installatie evenzo over online informatie-uitwisseling en verzoeken voor setpoint aanpassingen.

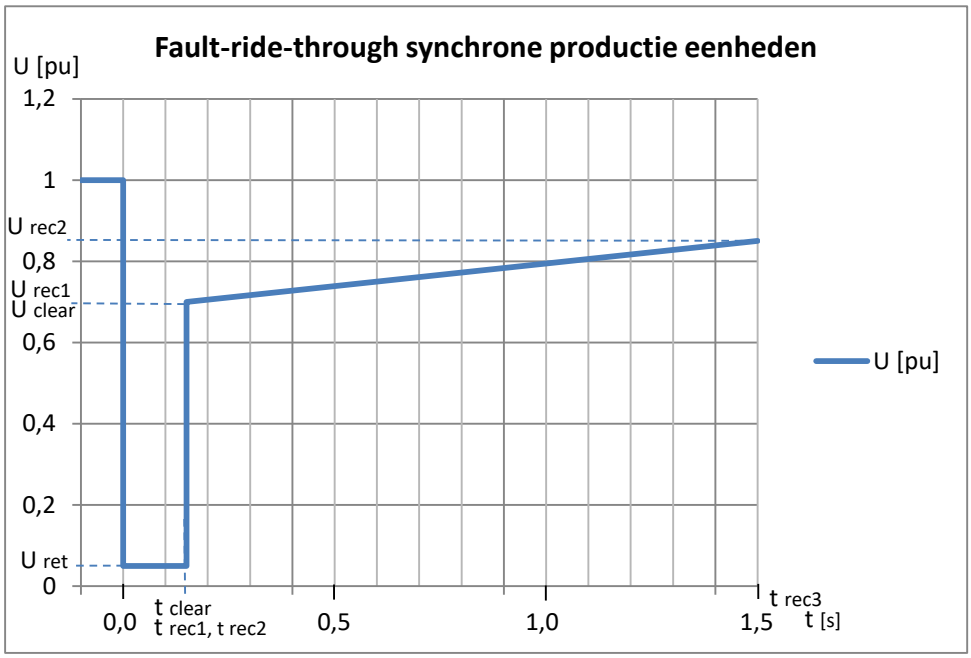
Ten behoeve van artikel 14(5)(b):
VDE 4110, paragraaf 10.2.1.1 (zie Annex).

5. Overwegingen

Ten aanzien van RfG Artikel 14(2)(b)
Het Nederlandse marktmodel is gestoeld op het principe van "freedom-of-dispatch" en programma-verantwoordelijkheid, hetgeen inhoudt dat TenneT niet de partij is die het uitgangsvermogen van een productie-eenheid aanstuurt. Het specificeren van additionele apparatuur die hiermee verband houdt is derhalve dus niet relevant.

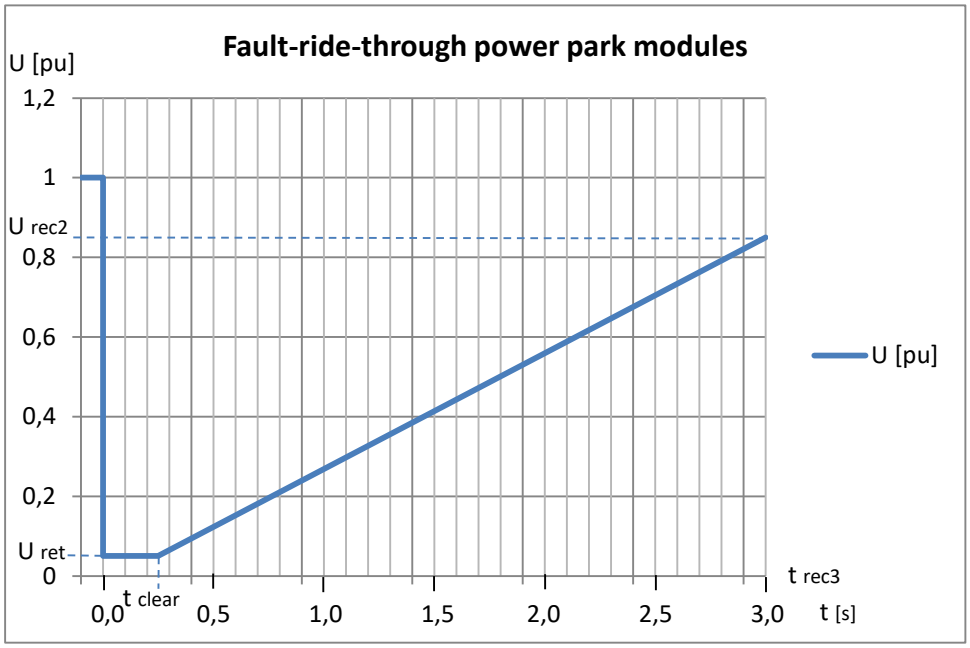
De tweede overweging die speelt, is de mogelijkheid tot het op afstand besturen en/of activeren van nood- en reservemorgen op lager gelegen netten. De verwachting is dat de toekomstige aggregator deze taak op zich neemt. Het specificeren van additionele apparatuur die hiermee verband houdt is derhalve dus niet relevant.

<u>Ten aanzien van RfG Artikel 14(3)(a)i</u>
Huidige Systeemcode laat ontkoppeling toe bij U<0,7 pu na 300 ms of 90% KKT. In RfG wordt niet gerept over deze 300 ms. Bij een spanningsdip, waarbij de restspanning een waarde heeft tussen 0,8 pu en 0,7 pu, mag volgens de huidige Systeemcode na 300 ms ontkoppeld worden.
U_{ret}: vanwege de mogelijkheid van een railfout wordt de laagste waarde gekozen: 0,05 pu.
U_{clear}: deze waarde wordt afgestemd op Systeemcode artikel 2.1.16: 0,7 pu.
t_{clear}: afgestemd op gangbare waarden van de kritische kortsluittijd (KKT) en de gangbare instellingen van de beveiligingen wordt gekozen voor 0,15 s.
U_{rec2}: deze waarde wordt afgestemd op de "dakpancurve" van Systeemcode Bijlage 3 voor eenheden op een spanningsniveau lager dan 110 kV. Bij spanningen vanaf 0,85 pu moeten de eenheden gedurende 15 minuten nominaal vermogen leveren en daarna gedurende onbeperkte tijd parallel blijven. Gekozen wordt voor 0,85 pu.
t_{rec2}: deze waarde wordt gelijk gemaakt aan t_{rec1}: 0,15 s.
t_{rec3}: voor deze waarde wordt de grootste waarde gekozen: 1,5 s. Ook in de huidige situatie is dit de tijd die nodig is om de spanning op "veilig" niveau te brengen. Zie Systeemcode bijlage 4 III.



De technische mogelijkheid van een power park module ten aanzien van fault-ride-through is groter dan van synchrone opwekker. De robuustheid van het systeem wordt maximaal gewaarborgd door deze technische mogelijkheid volledig te benutten.
U_{ret}: vanwege de mogelijkheid van een railfout wordt de laagste waarde gekozen: 0,05 pu.

U_{clear}: conform het huidige Netcode artikel 2.6.9 gelijk aan U_{ret}.
U_{rec1} en U_{rec2} zijn door RfG vastgelegd.
Voor de waarde van t_{clear} wordt 0,25 s gekozen, conform het huidige Netcode artikel 2.6.9, en wordt voor t_{rec3} de waarde van 3,0 s gekozen, conform het huidige Netcode artikel 2.6.9.



<u>Ten aanzien van RfG Artikel 14(3)(a)iv</u>
De in de systeemcode in artikel 2.1.16 gedefinieerde fault-ride-through-capaciteit noemt geen kortsluitvermogen vóór en na de storing. De arbeidsfactor van de eenheid vóór de storing wordt eveneens niet gedefinieerd. Wel wordt in artikel 5.2.2.1 van de Netcode de blindvermogenslevering of -opname in het normale bedrijfspunt gedefinieerd. Hierbij wordt rekening gehouden met de bepalingen in Netcode artikelen 2.1.5.6, 2.1.5.6a, 2.5.4.2 en 2.5.4.3 betreffende het bereik van de arbeidsfactor van de productie-eenheden.
Het kortsluitvermogen op het aansluitpunt beïnvloedt de stabiliteit van de productie-eenheid. Het kortsluitvermogen op het aansluitpunt zegt iets over de robuustheid van het netwerk voor verstoringen in het net. Het kortsluitvermogen in het net verandert ten gevolge van topologieveranderingen in het net en ook ten gevolge van de opwekportfolio. Daarom is het van belang dat de minimale kortsluitstroom op het aansluitpunt vóór en na de fout berekend zijn zodat deze informatie gebruikt kan worden bij het ontwerp van de productie-eenheid.
Voor een eenduidige berekening van de mogelijkheid van een productie-eenheid om te voldoen aan de fault-ride-through eisen is het bedrijfspunt van de eenheid waarin de fault-ride-through berekend wordt van belang.
TenneT voert de kortsluitstroomberekeningen uit volgens de methode waarin door middel van loadflowberekeningen eerst de werkelijke spanning wordt berekend. De berekeningen worden uitgevoerd op basis van de netconfiguratie in het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument (KCD). Daarbij worden alle productie-eenheden die beschikken over een aansluit- en transportovereenkomst op het HS en EHS-net ingezet, zodat zij een bijdrage zullen leveren aan het totale kortsluitvermogen.

Daarnaast wordt rekening gehouden de contributies uit het buitenland volgens de opgaven van de TSB's in de ons omringende landen. Hiermee wordt de maximale kortsluitstroom berekend. De berekeningen worden voor maximaal 3 jaren gedurende de KCD-periode gemaakt (eerste, middelste en laatste jaar). Hierbij wordt de subtransiënte kortsluitstroom (I_k") berekend. Voor de minimale kortsluitstroom wordt de helft van de maximale waarde genomen.
Het bedrijfspunt voor het bepalen van de fault-ride-through wordt gedefinieerd als het bedrijfspunt met nominaal werkzaam vermogen en blindvermogen zoals in artikel 5.2.2.1 van de Netcode (normale bedrijfstoestand).

Ten aanzien van RfG Artikel 14(3)(b)
De in de systeemcode in artikel 2.1.16 gedefinieerde fault-ride-through-capaciteit maakt geen onderscheid tussen symmetrische of asymmetrische storingen. Momenteel zijn er in de Nederlandse systeemcode geen aparte eisen gedefinieerd voor asymmetrische fouten. Op het moment is er geen aanleiding om hier van af te wijken.

Ten aanzien van RfG Artikel 14(4)(a) en (b)
Krachtens artikel 13, lid 7 en artikel 16, lid 1, is automatisch inschakelen niet toegestaan voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D.
Deze niet-limitatieve eisen worden ingevuld aan de hand van: "Automatic connection/reconnection and admissible active power ramp in", ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for automatic connection / reconnection after incidental disconnection and admissible rate of change of active power, 30. October 2017.
Ten aanzien van de capaciteit voor het koppelen na een netwerkstoring wordt uitgegaan van:

- Voltage range: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu; and
- Frequency range: 47.5 Hz ≤ f ≤ 51.0 Hz; and
- Adjustable observation time: from 0 to 300 s;
- Adjustable power gradient / ramp-up ≤ 20% of Pn / min

Ten aanzien van RfG Artikel 14(5)(a)
Geen bijzonderheden.

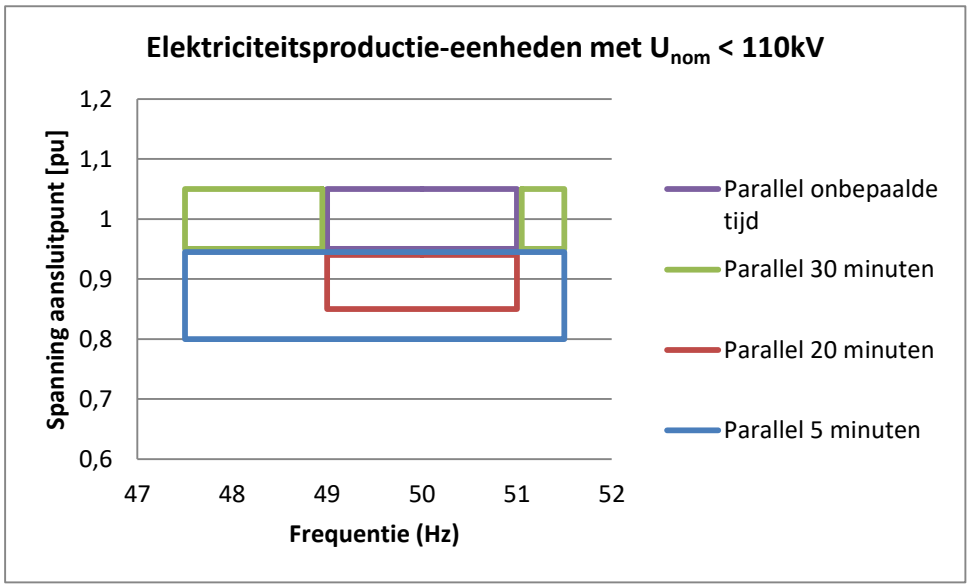
Ten aanzien van RfG Artikel 14(5)(b)(i)

Na discussie is de voorlopige conclusie dat de bepaling in de RfG stringenter is dan de huidige Nederlandse bepalingen.

Op grond van deze bepaling stelt de relevante systeembeheerder de beveiligingsconcepten en -instellingen vast die vereist zijn ter beveiliging van het netwerk, rekening houdend met de kenmerken van de elektriciteitsproductie-eenheid.

Op grond van de NLE van RfG artikel 13(1)(a) moeten elektriciteitsproductie-eenheden aan het net gekoppeld blijven gedurende 30 minuten voor frequenties tussen 47,5 Hz en 49 Hz en tussen 51 Hz en 51,5 Hz.

Op grond van de huidige Systeemcode artikel 2.1.13, worden andere tijden en grenzen voor frequentie en spanning gehanteerd. Ook VDE 4110 (Annex) hanteert afwijkende tijden en grenzen voor frequentie en spanning. Indien het spanning/frequentie-profiel volgens Systeemcode artikel 2.1.13 voor spanningen tussen 0,95 pu en 1,05 pu wordt gecombineerd met de frequentie-eisen uit RfG artikel 13(1)(a) en indien voor spanningen tussen 0,8 pu en 0,95 pu Systeemcode artikel 2.1.13 wordt gehanteerd, in combinatie met de frequentie-eisen uit RfG artikel 13(1)(a), ontstaat het onderstaande spanning/frequentie-profiel voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type B en C.



Spanning/Frequentie-profiel voor elektriciteitsproductie-eenheden aan gesloten op netten met spanning kleiner dan 110kV

Ten aanzien van RfG Artikel 14(5)(d)(ii)

Gegeven het feit dat in de eerder genoemde bepalingen uit de Netcode reeds informatie wordt gevraagd voor op hoogspanning (vanaf 1kV) aangesloten productie-eenheden, is het voorstel om de artikelen 2.5.7.4 en 2.5.7.5 (voor eenheden vanaf 2MW) over te nemen als invulling van deze niet-limitatieve eis.

Opmerking: De informatie dient bij aanvang van de inbedrijf name van de installatie te worden aangeleverd en tevens te worden geactualiseerd bij wijzigingen

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eisen

RfG Artikel 14(2)(b)
Voorlopig wordt van deze "kan"-bepaling geen gebruik gemaakt. Indien toch wenselijk, wordt voorgesteld dit vast te leggen in de aansluitovereenkomst.

RfG Artikel 14(3)(a)i
Parameters voor figuur 3 voor de fault-ride-through-capaciteit van synchrone elektriciteitsproductie-eenheden

Spanningsparameters [p.u.]		Tijdsparameters [s]	
U_{ret}	0,05	t_{clear}	0,15
U_{clear}	0,70	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5

Parameters voor figuur 3 voor de fault-ride-through-capaciteit van power park modules

Spanningsparameters [p.u.]		Tijdsparameters [s]	
U_{ret}	0,05	t_{clear}	0,25
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	3,0

RfG Artikel 14(3)(a)iv
De berekening van het minimum kortsluitvermogen op het aansluitpunt vóór de storing;
Voor minimum kortsluitvermogen wordt aangenomen dat deze de helft bedraagt van het maximum kortsluitvermogen. Het kortsluitvermogen wordt berekend uit het product van de kortsluitstroom en de nominale spanning.
De berekeningen van de maximale kortsluitstromen worden uitgevoerd op basis van de netconfiguratie in het KCD. Daarbij worden alle productie-eenheden die beschikken over een aansluit- en transportovereenkomst op het HS en EHS-net ingezet, zodat zij een bijdrage zullen aan het totale kortsluitvermogen. Daarnaast wordt rekening gehouden de contributies uit het buitenland volgens de opgaven van de TSB's in de ons omringende landen. De berekeningen worden voor maximaal 3 jaren gedurende de KCD-periode gemaakt (eerste, middelste en laatste jaar). Hierbij wordt de subtransiënte kortsluitstroom (I_k'') berekend.
Het werkzaam en blindvermogen van het bedrijfspunt van de elektriciteitsproductie-eenheid op het aansluitpunt vóór de storing en de spanning op het aansluitpunt;
Het bedrijfspunt voor het bepalen van de fault-ride-through is het punt met nominaal werkzaam vermogen en een blindvermogen zoals gedefinieerd in de Netcode artikel 5.2.2.
De berekening van het minimum kortsluitvermogen op het aansluitpunt na de storing
Voor het minimum kortsluitvermogen op het aansluitpunt ná de storing wordt dezelfde waarde genomen als vóór de storing.

RfG Artikel 14(3)(b)
De fault-ride-through-capaciteit in het geval van asymmetrische storingen is identiek aan de fault-ride-through bij symmetrische storingen.

RfG Artikel 14(4)(a)
Deze niet-limitatieve eis wordt ingevuld aan de hand van het ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for automatic connection / reconnection after incidental disconnection and admissible rate of change of active power. De voorwaarden voor koppelen na een netwerkstoring:

- Voltage range: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu; and
- Frequency range: 47.5 Hz ≤ f ≤ 51.0 Hz; and
- Minimum observation time: 60 s;
- Maximum active power gradient / ramp-up ≤ 20% of Pn / min

RfG Artikel 14(4)(b)
Deze niet-limitatieve eis wordt ingevuld aan de hand van het ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for automatic connection / reconnection after incidental disconnection and admissible rate of change of active power. Deze bepaling geldt niet voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D. De voorwaarden voor automatisch koppelen na een netwerkstoring:

- Voltage range: 0,9 pu ≤ U ≤ 1,10 pu; and
- Frequency range: 49.9 Hz ≤ f ≤ 50.1 Hz; and
- Minimum observation time: 60 s;
- Maximum active power gradient / ramp-up ≤ 20% of Pn / min

RfG Artikel 14(5)(a)
Indien relevant, worden de systemen en instellingen en de wijzigingen daarop van de verschillende regelapparatuur van de elektriciteitsproductie-eenheid die vereist zijn voor de stabiliteit van het transmissiesysteem en voor het nemen van noodmaatregelen, gecoördineerd en overeengekomen tussen de relevante TSB, de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie. De overeengekomen systemen en instellingen worden vastgelegd in de ATO.

RfG Artikel 14(5)(b)(i)
De beveiliging van elektrische installaties en onderdelen daarvan is selectief ten opzichte van de beveiliging die de netbeheerder in de aansluiting van de elektrische installatie of in het voedende net toepast.

De netbeheerder en de aangeslotene informeren elkaar en bereiken voor zover van toepassing bij eerste aansluiting en bij latere wijzigingen van het net overeenstemming over de beveiligingsfilosofie; De netbeheerder en de aangeslotene informeren elkaar voor zover van toepassing bij eerste aansluiting en bij latere wijzigingen van het net omtrent:

a. de minimum en maximum waarde van het kortsluitvermogen tijdens de normale bedrijfstoe-

stand;

b. de wijze van sterpuntsbehandeling;
c. de isolatiecoördinatie;
d. de netconfiguratie;
e. de bedrijfsvoering.

Een elektriciteitsproductie-eenheid van het type B en C is in staat met het net gekoppeld te blijven:

- bij spanningen tussen 0,95 pu en 1,05 pu:
  - gedurende onbeperkte tijd voor frequenties tussen 49 Hz en 51 Hz
  - gedurende ten minste 30 minuten voor frequenties tussen 47,5 Hz en 49 Hz en voor frequenties tussen 51 Hz en 51,5 Hz;
- bij spanningen tussen 0,85 pu en 0,95 pu gedurende ten minste 20 minuten voor frequenties tussen 49,0 Hz en 51,0 Hz;
- bij spanningen tussen 0,85 pu en 0,95 pu gedurende ten minste 5 minuten voor frequenties tussen 47,5 Hz en 49,0 Hz en voor frequenties tussen 51,0 Hz en 51,5 Hz
- bij spanningen tussen 0,8 pu en 0,85 pu gedurende ten minste 5 minuten voor frequenties tussen 47,5 Hz en 51,5 Hz

Voor zover de bovengenoemde gegevens nodig zijn voor de bedrijfsvoering van de aangeslotene worden deze in het aansluitcontract vastgelegd. Zowel de aangeslotene als de netbeheerder kunnen het vastgelegde maximale kortsluitvermogen slechts in overleg met elkaar aanpassen.

<u>RfG Artikel 14(5)(d)(ii)</u>
Artikel 2.5.7.4 en 2.5.7.5 uit de Netcode inclusief gemaakte opmerking.

7. Annex

Implementation Guideline
Paragraph 3.5: Fault Ride Through Capability of Generators Connected Below 110 kV

System characteristics like network topology and generation mix have significant impact on the relevant
parameters of the fault-ride-through requirement and should be taken into account reasonably by the relevant network operator when selecting them:

Retained voltage
The retained voltage at or near a fault location on transmission level will be zero for the phases affected by the fault. However, the transformers between the transmission system (above 110 kV) and the lower voltage levels of transmission or distribution systems will limit the voltage drop seen at those levels in case of a transmission system fault. Hence, a zero retained voltage is unrealistic to be sustained on a distribution level for transmission system faults. Further aspects will have impact on the magnitude of the retained voltage are the topology of the distribution system and the distribution connected generation portfolio. Higher levels of retained voltage can be expected in meshed distribution systems with several connection points to the transmission system and in systems with a high penetration of embedded generation in operation, either synchronous power generating modules, which will deliver short-circuit currents to support voltage inherently or power park modules, which can provide the relevant performance as of Article 15 (2) (b) and (c) of this network code. The voltage drop in distribution system resulting from transmission level faults can best be examined by recordings of real events in the past and by respective calculations for existing and estimated network topology and generation portfolio, but nevertheless for future-proof fault-ride-through performance a tendency towards lower retained voltage should be taken into consideration due to a trend towards converter-connected generation, which, despite the requirements of reactive current injection, will provide less voltage support compared to traditional synchronous generators.

Fault clearance time
The specification of the relevant fault clearance time depends on the applied protection schemes and technologies. On the transmission system level of 110 kV and above (which is the relevant domain of faults for FRT requirements), fault clearance in 150 msec by primary protection can be considered reasonable for covering even unfavourable fault locations. If failure of a circuit breaker is included a fault clearance time of 250 msec seems to be an appropriate choice. When specifying the requested fault clearance time parameter underlying assumptions with regard to protection schemes and settings should be explained for transparency reasons, in particular whether fault clearance by primary protection or backup protection is implied (e. g. coverage of circuit breaker failures will result in longer fault clearance times to be considered).

Pre- and post-fault short-circuit capacity at the connection point
Short-circuit capacity at the connection point also influences the stability of synchronous power

generation modules. It represents an equivalent for robustness of the network against disturbances. Though this value will change permanently as a consequence of changes to network topology and generation portfolio the underlying assumptions for its calculations and the corresponding pre- and post-fault values should be determined by calculation of the initial symmetrical short-circuit current to give guidance for the power generating module design.

The above mentioned system characteristics have significant impact on fault-ride-through performance and should be taken into account properly when further specifying the required capabilities. They have in common, that they cannot be described by long-term fixed values, but will vary as a result of changes
to the system, both to topology and network and user technologies. Hence, assumptions of future developments need to be made and the parameters selected for exhaustively specifying fault-ride-through
capability need to have margins to allow for maintaining the capability on a long-term basis.

Technology characteristics

Given the uncertainty on system characteristics and their future evolution, power generating modules need to be robust against changes to the system and shall provide fault-ride-through capability also under varying system conditions. Hence, it is an important aspect that best use of the different technical capabilities of the generation technologies is made. Consequently, different voltage-against-time profiles for synchronous power generating modules and power park modules are applied in this network code taking into consideration technical limits and cost implications.

The most debated parameters are the retained voltage during a fault (U_{ret}) and the fault clearance time (t_{clear}), because they both have a significant impact in particular on the design of synchronous generators and control strategy of power park modules during a fault. Fault clearance time is critical for the rotor angle stability of a synchronous generator, because it accelerates during a fault and longer fault clearance times would require more rotational masses in a generator to increase its inertia and limit the acceleration. However, the stability is not only influenced by the fault clearance time, but as well by the generator's pre-fault operating point in terms of apparent power and voltage.

In general terms fault-ride-through capability with a fault clearance time of 150 msec can typically be requested from any admissible operating point of a generator, while the same capability at the long end of 250 msec can be applied only for pre-fault operating points in a limited area of the generator P-Q-diagram. It is therefore insufficient to specify the fault clearance time to be withstood without specifying the operating conditions of the generator under which the successful performance is required. The TSO needs to decide whether priority is given to generality with regard to pre-fault operating conditions of power generating modules (which sets constraints on fault clearance time for successful fault-ride-through performance) or to longer fault clearance times when taking into account circuit breaker failure (which sets constraints on pre-fault operating conditions for successful fault-ride-through performance).

Samenvatting uit VDE 4110 (tussen 1 en 60 kV):

10.2.1.1 Quasistationärer Betrieb

In dem gesamten Arbeitsbereich (siehe Bild 4) von 47,5 Hz bis 51,5 Hz und 85 % U_c bis 115 % U_c (Effektivwerte der verketteten Spannung) am Netzanschlusspunkt müssen die Erzeugungsanlagen im quasistationären Betrieb zu einem Netzparallelbetrieb entsprechend der zeitlichen Mindestanforderungen nach Bild 4 in der Lage sein. Der quasistationäre Betrieb ist definiert durch einen Spannungsgradienten von < 5 % U_c/min und einen Frequenzgradienten von < 0,5 % f_n/min.

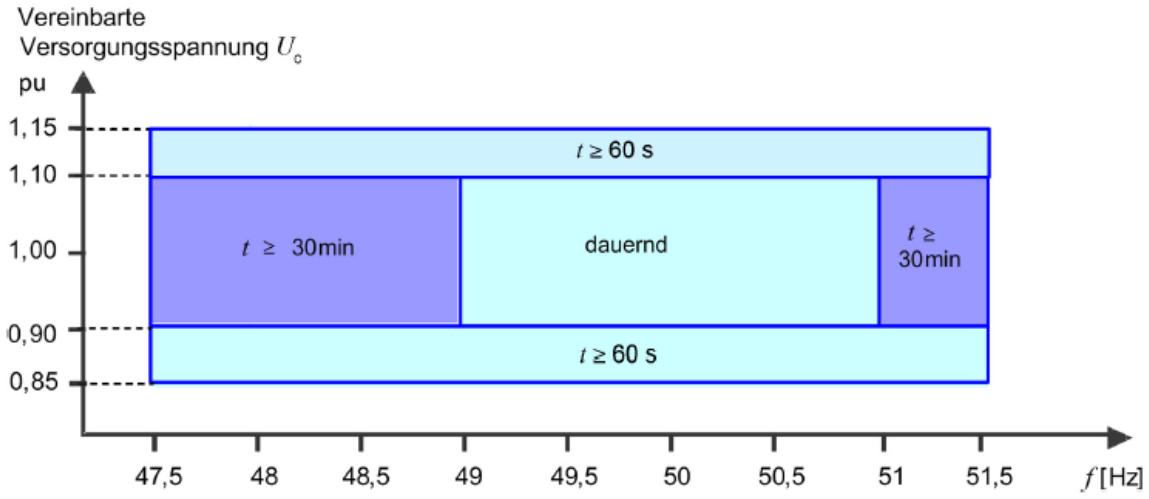


Bild 4 – Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen

Bei einer quasistationären Netzspannung zwischen ≤ 90 % U_c und > 85 % U_c am Netzanschlusspunkt muss eine Erzeugungsanlage mindestens 60 s lang am Netz bleiben. Bei quasistationären Netzspannungen ≤ 85 % U_c darf eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz – entsprechend der Grenzkurven in Bild 12 bzw. Bild 13 – erfolgen.

RfG Artikel 15, versie 08 (2018-03-16)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in:

RfG 15.2.a	instructies regelbereik c.s. werkzaam vermogen
RfG 15.2.b	tijd voor bereiken referentiewaarde werkzaam vermogen
RfG 15.2.c	frequentiedrempelwaarde en statiek
RfG 15.2.d.i	parameters frequentierespons
RfG 15.2.d.iii	parameters frequentie-vermogensrespons
RfG 15.2.d.iv	kortere responstijd voor eenheden zonder inertia
RfG 15.2.d.v	duur frequentierespons werkzaam vermogen
RfG 15.2.e	specificaties frequentieherstel
RfG 15.2.g.ii	specificatie aanvullende signalen voor monitoring frequentierespons
RfG 15.3	voorwaarden en instellingen automatische ontkoppeling
RfG 15.5.	Black start en hersynchronisatie na eilandbedrijf
RfG 15.6.a	criteria voor verliesdetectie rotorhoekstabiliteit of besturing
RfG 15.6.b.i	parameters kwaliteit van levering
RfG 15.6.b.ii	instelling storingsregistratie-apparatuur
RfG 15.6.b.iii	startcriterium oscillatie bewaking dynamisch systeemgedrag
RfG 15.6.b.iv	toegangsregels voor installaties kwaliteitsbewaking en syst.gedrag
RfG 15.6.c.iii	specificatie van simulatiemodellen
RfG 15.6.d	installatie eigenbedrijfsinstallaties c.s. voor TSB
RfG 15.6.e	grenzen op- en afregelsnelheid werkzaam vermogen
RfG 15.6.f	specificaties aardingsconcept

Alleen de niet-limitatieve eisen van artikelen 15.2.d.iv, 15.6.b.i, 15.6.c.iii en 15.6.d zijn "kan"-bepalingen. De overige niet-limitatieve eisen van artikel 15 zijn "moet"-bepalingen.

2. Strekking

Artikel 15 bevat algemene eisen voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type C.
Artikel 15(2) betreft eisen met betrekking tot frequentiestabiliteit.
Artikel 15(3) betreft automatische ontkoppeling ten behoeve van de spanningsstabiliteit.
Artikel 15(5) betreft eisen met betrekking tot systeemherstel.
Artikel 15(6) betreft eisen met betrekking tot systeembeheer.
Krachtens artikel 16(1) geldt deze bepaling, met uitzondering van lid 3, ook voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D.

3. Definities

Maximumcapaciteit: het maximale continue werkzame vermogen dat een elektriciteitsproductie-eenheid kan produceren, verminderd met de vraag die uitsluitend verband houdt met het bedrijf van die elektriciteitsproductie-eenheid zelf en die niet voor het netwerk beschikbaar is, als gespecificeerd in de aansluitovereenkomst of overeengekomen tussen de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie;

Fault-ride-through: de capaciteit van elektrische apparatuur om verbonden te blijven met het netwerk en in bedrijf te blijven bij lage spanningen op het aansluitpunt als gevolg van volgens de beveiligingsfilosofie afgeschakelde fouten;

Inertie: de eigenschap van een roterend stijf lichaam, zoals de rotor van een draaistroomgenerator, om zijn toestand van uniforme roterende beweging en impulsmoment in afwezigheid van een extern koppel te handhaven;

Frequentiegevoelige modus (FSM, frequency sensitive mode): de bedrijfsmodus van een elektriciteitsproductie- eenheid of HVDC-systeem waarin het opgewekte werkzame vermogen zich aanpast in reactie op een verandering van de systeemfrequenties, op een zodanige wijze dat dit bijdraagt tot het herstel van de nominale frequentie;

Gelimiteerde frequentiegevoelige modus — overfrequentie (LFSM-O, limited frequency sensitive mode — overfrequency): een bedrijfsmodus van een elektriciteitsproductie-eenheid of HVDC-systeem die resulteert in een afname van het opgewekte werkzame vermogen wanneer de systeemfrequentie een bepaalde waarde overschrijdt;

Gelimiteerde frequentiegevoelige modus — onderfrequentie (LFSM-U, limited frequency sensitive mode — underfrequency): een bedrijfsmodus van een elektriciteitsproductie-eenheid of HVDC-systeem die resulteert in een toename van het opgewekte werkzame vermogen wanneer de systeemfrequentie onder een bepaalde waarde daalt;

Dode band van de frequentierespons: het bewust aangebrachte interval waarbinnen de frequentieregeling niet reageert;

Ongevoeligheid van de frequentierespons: de inherente karakteristiek van het regelsysteem, gespecificeerd als de minimumgrootte van de verandering van de frequentie of het ingangssignaal die resulteert in een verandering van het uitgangsvermogen of het uitgangssignaal;

ATO: Aansluit- en transportovereenkomst;

BO: Basisontwerp.

4. Referenties

4.1 NC RfG

15(2): Elektriciteitsproductie-eenheden van het type C voldoen aan de volgende eisen met betrekking tot frequentiestabiliteit:

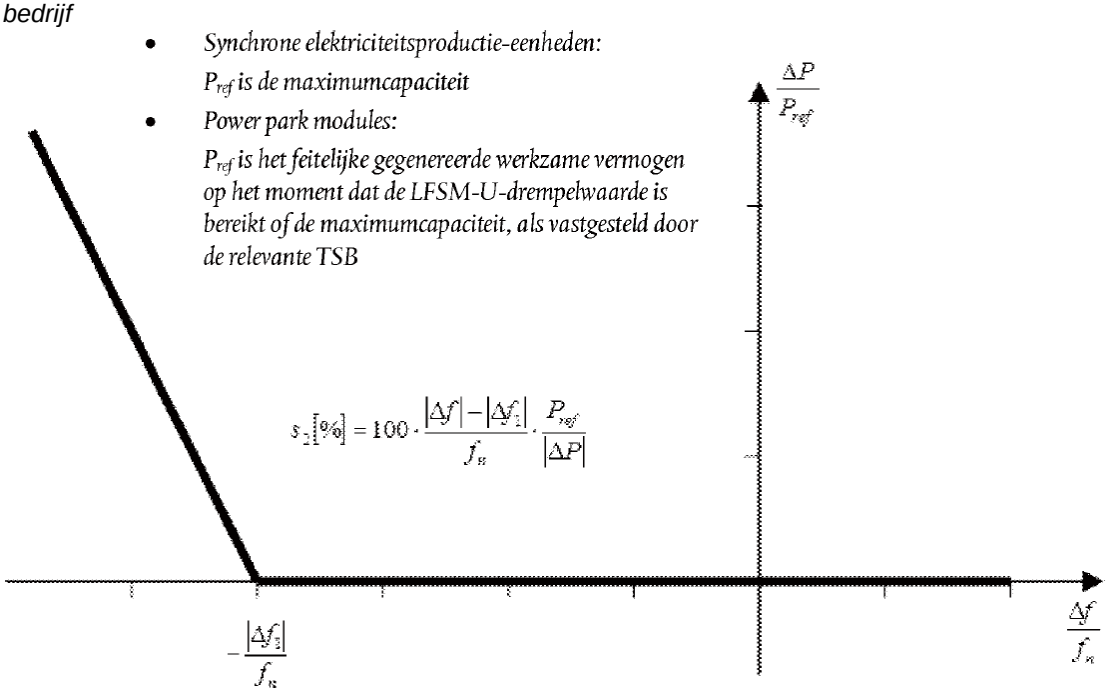
a) wat de regelbaarheid en het regelbereik van het werkzaam vermogen betreft, is het regelsysteem van de elektriciteitsproductie-eenheid in staat een referentiewaarde van het werkzaam vermogen aan te passen overeenkomstig de door de relevante systeembeheerder of de relevante TSB aan de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie gegeven instructies.

De relevante systeembeheerder of de relevante TSB stelt de tijdsperiode vast waarbinnen de aangepaste referentiewaarde voor het werkzaam vermogen moet worden bereikt. De relevante TSB stelt een tolerantie vast (afhankelijk van de beschikbaarheid van de primaire aandrijving) die geldt voor de nieuwe referentiewaarde, alsook de tijd waarbinnen die moet worden bereikt;

b) in gevallen waarin de automatische op afstand werkende regelapparatuur buiten dienst is, zijn handmatige lokale maatregelen toegestaan.
De relevante systeembeheerder of de relevante TSB stelt de regulerende instantie in kennis van de tijd die vereist is om de referentiewaarde te bereiken en van de tolerantie voor het werkzaam vermogen;

c) in aanvulling op het bepaalde in artikel 13, lid 2, gelden de volgende eisen voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type C wat de gelimiteerde frequentiegevoelige modus — onderfrequentie (LFSM-U) betreft:
   i) de elektriciteitsproductie-eenheid is in staat de levering van de frequentierespons voor het werkzaam vermogen te activeren vanaf een frequentiedrempelwaarde en met een statiek die als volgt door de relevante TSB, in coördinatie met de TSB's van dezelfde synchrone zone, wordt gespecificeerd:
      — de door de TSB bepaalde frequentiedrempelwaarde ligt tussen 49,8 Hz en 49,5 Hz (inclusief);
      — de door de TSB bepaalde statiekinstellingen liggen binnen het bereik van 2-12 %.
      Dit wordt grafisch voorgesteld in figuur 4;
   ii) bij de feitelijke levering van de frequentierespons voor het werkzaam vermogen in de LFSM-U-modus wordt rekening gehouden met:
      — de omgevingsomstandigheden wanneer de respons moet worden geactiveerd;
      — de bedrijfsomstandigheden van de elektriciteitsproductie-eenheid, met name de beperkingen bij bedrijf dichtbij de maximumcapaciteit bij lage frequenties en het desbetreffende effect van de omgevingsomstandigheden overeenkomstig artikel 13, leden 4 en 5, en
      — de beschikbaarheid van de primaire-energiebronnen.
   iii) de activering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen door de elektriciteitsproductie-eenheid wordt niet onnodig vertraagd. In het geval van een vertraging groter dan twee seconden onderbouwt de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie dit ten opzichte van de relevante TSB;
   iv) in LFSM-U-modus is de elektriciteitsproductie-eenheid in staat een vermogenstoename tot de maximumcapaciteit te leveren;
   v) het stabiele bedrijf van de elektriciteitsproductie-eenheid gedurende LFSM-U-bedrijf wordt gewaarborgd;

Figuur 4 Frequentie-vermogensresponscurve van een elektriciteitsproductie-eenheid tijdens LFSM-U-bedrijf



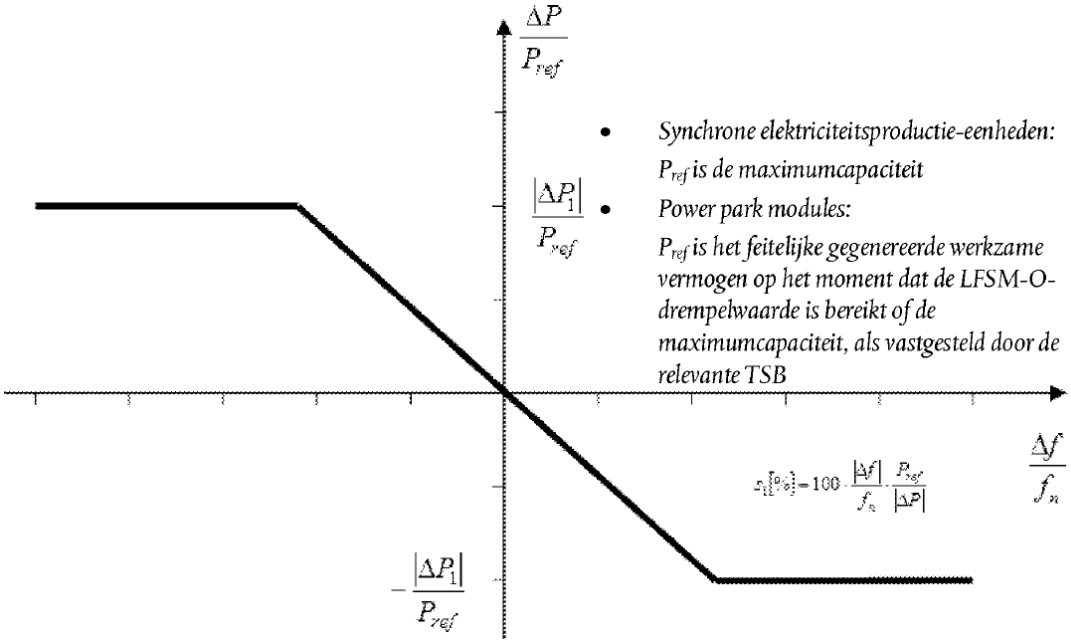
P_{ref} is het referentie-werkzaam vermogen waaraan ΔP is gerelateerd en kan verschillend worden gespecificeerd voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden en power park modules. ΔP is de verandering van het opgewekte werkzame vermogen van de elektriciteitsproductie-eenheid. f_n is de nominale frequentie (50 Hz) in het netwerk en Δf is de frequentieafwijking in het netwerk. Bij onderfrequenties waarbij Δf beneden Δf_1 ligt, moet de elektriciteitsproductie-eenheid een positieve verandering van het opgewekt werkzaam vermogen leveren overeenkomstig statiek S_2.

d) in aanvulling op het bepaalde in lid 2, onder c), is het volgende cumulatief van toepassing wanneer de frequentiegevoelige modus („FSM”) in bedrijf is:
   i) de elektriciteitsproductie-eenheid is in staat de frequentierespons van het werkzaam vermogen te leveren overeenkomstig de door elke relevant TSB gespecificeerde parameters binnen het in tabel 4 getoonde bereik. Bij de specificatie van deze parameters houdt de relevante TSB rekening met het volgende:
      — in het geval van overfrequentie wordt de frequentierespons van het werkzaam vermogen beperkt door het minimumregelniveau;
      — in het geval van onderfrequentie wordt de frequentierespons van het werkzaam vermogen beperkt door de maximumcapaciteit;
      — de feitelijke levering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen hangt af van de bedrijfs- en omgevingsomstandigheden van de elektriciteitsproductie-eenheid op het moment dat deze respons wordt geïnitieerd, met name beperkingen bij bedrijf dichtbij de maximumcapaciteit bij lage frequenties overeenkomstig artikel 13, leden 4 en 5, en de beschikbare primaire-energiebronnen;

Tabel 4 Parameters voor de frequentierespons van het werkzaam vermogen in FSM (toelichting bij figuur 5)

Parameters		Bereik
Bereik van het werkzaam vermogen in verhouding tot de maximumcapaciteit	$\frac{\lvert\Delta P_1\rvert}{P_{max}}$	1,5 - 10 %
Ongevoeligheid van de frequentierespons	$\lvert\Delta f_i\rvert$	10 - 30 mHz
	$\frac{\lvert\Delta f_i\rvert}{f_n}$	0,02 - 0,06 %
Dode band van de frequentierespons		0-500 mHz
Statiek s_1		2-12 %

Figuur 5 Frequentie-vermogensresponscurve van een elektriciteitsproductie-eenheid in FSM, die een situatie weergeeft zonder dode band en zonder beperking van de gevoeligheid, met een positieve referentiewaarde voor het werkzaam vermogen (import-modus)



P_{ref} is het referentie-werkzaam vermogen waaraan ΔP is gerelateerd. ΔP is de verandering van het opgewekte werkzame vermogen van de elektriciteitsproductie-eenheid. f_n is de nominale frequentie in het netwerk (50 Hz) en Δf is de frequentieverandering in het netwerk.

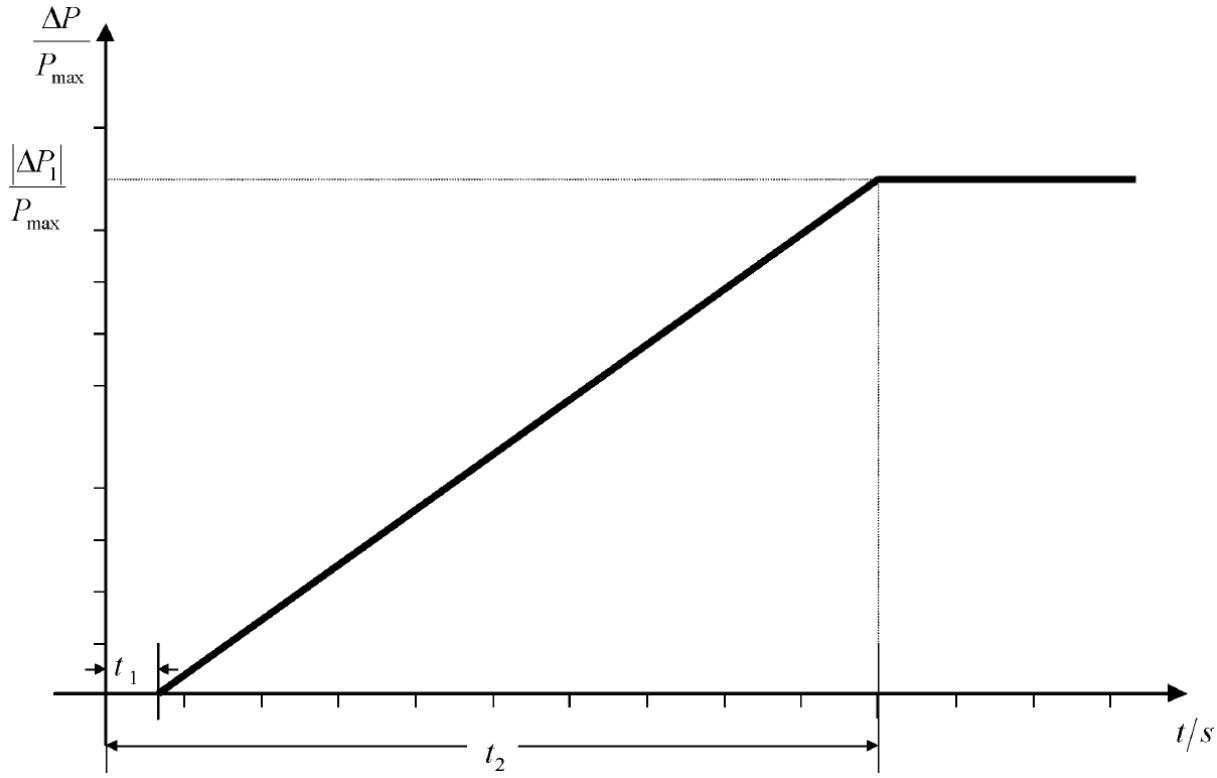
ii) de dode band van de frequentierespons van de frequentieafwijking en statiek moet herhaaldelijk opnieuw kunnen worden geselecteerd;

iii) in het geval van een verandering van de frequentiestap is de elektriciteitsproductie-eenheid in staat de volledige frequentierespons van het werkzaam vermogen te activeren op of boven de in figuur 6 getoonde lijn, overeenkomstig de parameters als gespecificeerd door elke TSB (die ernaar streeft oscillaties van het werkzaam vermogen voor de elektriciteitsproductie-eenheid te vermijden) binnen

het in tabel 5 gegeven bereik. Bij de combinatie van de keuze van door de TSB gespecificeerde parameters wordt rekening gehouden met eventuele technologieafhankelijke beperkingen;

iv) de initiële activering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen wordt niet onnodig vertraagd.
Indien de vertraging bij de initiële activering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen meer bedraagt dan twee seconden, verstrekt de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie de technische bewijzen die aantonen waarom een langere tijd vereist is.
Voor elektriciteitsproductie-eenheden zonder inertie kan de relevante TSB een kortere tijd dan twee seconden vaststellen. Indien de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie niet aan deze eis kan voldoen, levert hij technische bewijzen die aantonen waarom een langere tijd vereist is voor de initiële activering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen;

Figuur 6 Frequentie-vermogensrespons



P_{max} is de maximumcapaciteit waaraan ΔP gerelateerd is. ΔP is de verandering van het opgewekte werkzame vermogen van de elektriciteitsproductie-eenheid. De elektriciteitsproductie-eenheid moet een opgewekt werkzaam vermogen ΔP leveren tot op het punt ΔP_1 overeenkomstig de tijdstippen t_1 en t_2, waarbij de waarden van ΔP_1, t_1 en t_2 door de relevante TSB zijn gespecificeerd overeenkomstig tabel 5. t_1 is de initiële vertraging. t_2 is de tijd tot volledige activering.

v) de elektriciteitsproductie-eenheid is in staat een volledige frequentierespons van het werkzaam vermogen te leveren gedurende een periode van 15 tot 30 minuten als gespecificeerd door de relevante TSB. Bij het vaststellen van deze periode houdt de TSB rekening met de regelruimte van het werkzaam vermogen en met het type primaire energiebron van de elektriciteitsproductie-eenheid;

…

Tabel 5 Parameters voor volledige activering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen, als resultaat van een wijziging van de frequentiestap (toelichting bij figuur 6)

Parameters	Bereik of waarden
Bereik van het werkzaam vermogen in verhouding tot maximumcapaciteit (frequentieresponsbereik) $\frac{\lvert\Delta P_1\rvert}{P_{max}}$	1,5 - 10 %
Voor elektriciteitsproductie-eenheden met inertie bedraagt de maximaal toegestane initiële vertraging t_1, tenzij anderszins gerechtvaardigd overeenkomstig artikel 15, lid 2, onder d), iv)	2 seconden
Voor elektriciteitsproductie-eenheden zonder inertie bedraagt de maximaal toegestane initiële vertraging t_1, tenzij anderszins gerechtvaardigd overeenkomstig artikel 15, lid 2, onder d), iv)	Als gespecificeerd door de relevante TSB.
De maximaal toegestane tijd voor volledige activering bedraagt t_2, tenzij langere activeringstijden door de relevante TSB zijn toegestaan om redenen van systeemstabiliteit	30 seconden

e) wat de regeling voor het herstel van de frequentie betreft, biedt de elektriciteitsproductie-eenheid functionaliteiten die voldoen aan de door de relevante TSB vastgestelde specificaties, die erop gericht zijn de frequentie terug naar haar nominale waarde te brengen of de vermogensstromen tussen regelzones op de geplande waarden te houden;

g) wat de realtime-monitoring van FSM betreft:
   i) om de werking van de frequentierespons van het werkzaam vermogen te monitoren, wordt de communicatie- interface uitgerust om, op verzoek van de relevante systeembeheerder of de relevante TSB, in realtime en op beveiligde wijze minimaal de volgende signalen van de elektriciteitsproductie-installatie naar het bedrijfsvoeringscentrum van de desbetreffende TSB te sturen: — statussignaal van de FSM (aan/uit); — gepland opgewekt werkzaam vermogen; — feitelijke waarde van het opgewekt werkzaam vermogen; — feitelijke parameterinstellingen voor de frequentierespons van het werkzaam vermogen; — statiek en dode band;
   ii) de relevante systeembeheerder en de relevante TSB specificeren de aanvullende signalen die via de monitorings- en registratieapparatuur door de elektriciteitsproductie-installatie moeten worden aangeleverd teneinde de prestaties van de levering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen door de deelnemende elektriciteitsproductie-eenheden te verifiëren.

15(3): Wat de spanningsstabiliteit betreft, beschikken elektriciteitsproductie-eenheden van het type C over de capaciteit tot automatische ontkoppeling wanneer de spanning op het aansluitpunt de niveaus bereikt die zijn gespecificeerd door de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB. De voorwaarden en instellingen voor feitelijke automatische ontkoppeling worden gespecificeerd door de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB.

15(4): (Robuustheid)

15(5): Elektriciteitsproductie-eenheden van het type C voldoen aan de volgende eisen met betrekking tot systeemherstel:

a) wat black-start-mogelijkheden betreft:
   i) onverlet het recht van de lidstaten om verplichte regels vast te stellen om de systeemveiligheid te waarborgen, is black-start-capaciteit niet verplicht;
   ii) eigenaren van elektriciteitsproductie-installaties verstrekken op verzoek van de relevante TSB een prijsopgave voor het leveren van black-start-capaciteit. De relevante TSB kan een dergelijk verzoek indienen als hij van oordeel is dat de systeemveiligheid negatief wordt beïnvloed door het ontbreken van black-start- capaciteit in zijn regelzone;
   iii) een productie-eenheid met black-start- capaciteit is in staat om vanuit stilstand op te starten zonder enige externe elektrische voeding binnen een tijd die door de relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB, wordt gespecificeerd;
   iv) een productie-eenheid met black-start- capaciteit is tot synchronisatie in staat binnen de frequentiegrenzen als vastgelegd in artikel 13, lid 1, onder a), en, indien van toepassing, de spanningsgrenzen als gespecificeerd door de relevante systeembeheerder of vastgelegd in artikel 16, lid 2;
   v) een productie-eenheid met black-start- capaciteit is in staat om kortstondige spanningsdalingen, veroorzaakt door het schakelen van belasting, automatisch weg te regelen;
   vi) een productie-eenheid met black-start-mogelijkheden is in staat om:
      — grote belastingblokken in en uit te schakelen;
      — in bedrijf te zijn in LFSM-O en LFSM-U, als gespecificeerd in lid 2, onder c), en in artikel 13, lid 2;
      — de frequentie te regelen in het geval van overfrequentie en onderfrequentie binnen het gehele bereik van opgewekt werkzaam vermogen tussen het minimumregelniveau en de maximumcapaciteit, alsook op het niveau van de eigenbedrijfsbelasting;
      — te voorzien in parallel bedrijf van een aantal elektriciteitsproductie-eenheden binnen één eiland, en
      — de spanning op automatische wijze te regelen gedurende de fase van systeemherstel;

b) wat de capaciteit om deel te nemen aan eilandbedrijf betreft:
   i) elektriciteitsproductie-eenheden zijn in staat om deel te nemen aan eilandbedrijf wanneer dat door de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB wordt vereist, waarbij:
      — de frequentiegrenzen voor eilandbedrijf worden vastgesteld overeenkomstig artikel 13, lid 1, onder a);
      — de spanningsgrenzen voor eilandbedrijf worden vastgesteld overeenkomstig artikel 15, lid 3, of artikel 16, lid 2, wanneer van toepassing; ii) elektriciteitsproductie-eenheden zijn gedurende eilandbedrijf in staat tot bedrijf in FSM, als gespecificeerd in lid 2, onder d). In het geval van een vermogensoverschot, zijn elektriciteitsproductie-eenheden in staat het opgewekte werkzame vermogen te verlagen van een vorig bedrijfspunt tot elk nieuw bedrijfspunt binnen het P-Q-capaciteitsdiagram. In dat verband is de elektriciteitsproductie-eenheid in staat het opgewekte werkzame vermogen zoveel te verlagen als inherent technisch haalbaar is, maar ten minste tot 55 % van zijn maximumcapaciteit;
   iii) de methode om een overgang van geïnterconnecteerd systeem naar eilandbedrijf te detecteren, wordt overeengekomen tussen de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie en de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB. De overeengekomen detectiemethode mag niet uitsluitend berusten op de standmeldingen van het schakelmateriaal van de systeembeheerder;

iv) elektriciteitsproductie-eenheden zijn in staat om gedurende eilandbedrijf in bedrijf te zijn in LFSM-O en LFSM-U, als gespecificeerd in lid 2, onder c), en in artikel 13, lid 2;

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, voor het geval van storingen van het systeem, is overeengekomen tussen de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB en de elektriciteitsproductie-installatie;

ii) een productie-eenheid met een minimale hersynchronisatietijd van meer dan 15 minuten na ontkoppeling van enige externe voeding moet ontworpen zijn om naar eigenbedrijfsbelasting over te schakelen vanaf ongeacht welk punt in zijn 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;

iii) elektriciteitsproductie-eenheden zijn in staat continu in bedrijf te blijven na overgang naar eigenbedrijfsbelasting, ongeacht enige hulpaansluiting op het externe netwerk. De minimale bedrijfstijd wordt gespecificeerd door de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de technologie voor de primaire aandrijving.

15(6) Elektriciteitsproductie-eenheden van het type C voldoen aan de volgende algemene eisen qua systeembeheer:

a) wat het verlies van rotorhoekstabiliteit of het verlies van besturing betreft, is een elektriciteitsproductie-eenheid in staat zich automatisch van het net te ontkoppelen teneinde de systeemveiligheid in stand te houden of schade aan de elektriciteitsproductie-eenheid te voorkomen. 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;

b) wat de instrumentatie betreft:

i) elektriciteitsproductie-installaties worden uitgerust met apparatuur om storingen te registreren en dynamisch systeemgedrag te monitoren. Deze apparatuur registreert de volgende parameters:
— spanning;
— werkzaam vermogen;
— blindvermogen, en
— frequentie.
De relevante systeembeheerder kan parameters voor de kwaliteit van levering vaststellen op voorwaarde dat in verband daarmee een redelijke voorafgaande kennisgeving wordt gegeven;

ii) de instellingen van de storingsregistratieapparatuur, inclusief de startcriteria en bemonsteringsfrequenties, worden overeengekomen tussen de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie en de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB;

iii) de bewaking van het dynamisch systeemgedrag omvat een startcriterium voor de oscillatie als gespecificeerd door de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB, met als doel slecht gedempte vermogensoscillaties te detecteren;

iv) de installaties voor het bewaken van de kwaliteit van levering en het monitoren van het dynamisch systeemgedrag omvatten regelingen betreffende toegang tot de gegevens voor de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie en de relevante systeembeheerder en relevante TSB. De

communicatieprotocols voor geregistreerde gegevens worden overeengekomen tussen de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie, de relevante systeembeheerder en de relevante TSB;

c) wat de simulatiemodellen betreft:
   i) op verzoek van de relevante systeembeheerder of de relevante TSB verstrekt de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie simulatiemodellen die correct het gedrag van de productie-eenheid weergeven in zowel statische als dynamische omstandigheden (50 Hz-component) of bij de simulatie van elektromagnetische transiënten. De eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie zorgt ervoor dat de verstrekte modellen zijn geverifieerd aan de hand van de resultaten van de conformiteitstests als bedoeld in de hoofdstukken 2, 3 en 4 van titel IV, en stelt de relevante systeembeheerder of relevante TSB in kennis van de resultaten van die verificatie. De lidstaten mogen eisen dat een dergelijke verificatie door een erkende certificerende instantie wordt uitgevoerd;
   ii) de door de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie verstrekte modellen omvatten de volgende sub- modellen, naar gelang van het bestaan van de desbetreffende componenten:
   — de draaistroomgenerator en de primaire aandrijving;
   — de toeren- en vermogensregeling;
   — de spanningsregeling, inclusief, indien van toepassing, de functie van de power system stabiliser („PSS”)
   en het bekrachtigingsregelsysteem;
   — de modellen van de beveiligingsapparaten voor elektriciteitsproductie-eenheden, als overeengekomen
   tussen de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie, en
   — de convertormodellen voor power park modules;
   iii) het in het bovenstaande punt i) bedoelde verzoek van de relevante systeembeheerder wordt gecoördineerd met de relevante TSB. Het omvat:
   — het formaat waarin de modellen worden verstrekt;
   — de documentatie betreffende de structuur en blokdiagrammen van het model;
   — een raming van het minimum- en maximumkortsluitvermogen op het aansluitpunt, uitgedrukt in MVA, als
   een equivalent van het netwerk;
   iv) op verzoek verstrekt de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie aan de relevante systeembeheerder of relevante TSB de registratie van de prestaties van de elektriciteitsproductie-eenheid. De relevante systeembeheerder of relevante TSB kan een dergelijk verzoek indienen om de respons van de modellen met die van de geregistreerde gegevens te vergelijken;

d) wat de installatie van apparatuur voor bedrijfsvoering en veiligheid van het systeem betreft, onderzoeken de relevante systeembeheerder of TSB en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie die kwestie en komen zij in overleg tot een passende oplossing indien de relevante systeembeheerder of TSB van mening is dat het noodzakelijk is eigenbedrijfsinstallaties in de elektriciteitsproductie-installatie te installeren om de bedrijfsvoering en beveiliging van het systeem te bewaren of te herstellen;

e) de relevante systeembeheerder stelt, in overleg met de relevante TSB, minimum- en maximumgrenzen vast voor de op- en afregelsnelheid van het opgewekte werkzaam van een elektriciteitsproductie-eenheid, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de technologie voor de primaire aandrijving;

f) het aardingsconcept van de sterpunten aan de netwerkzijde van de machinetransformatoren voldoet aan de specificaties van de relevante systeembeheerder.

4.2 Implementation Guide document
Geen informatie.

4.3 Netcode
Ten behoeve van artikel 15(2): Geen informatie.
Ten behoeve van artikel 15(3): Geen informatie.
Ten behoeve van artikel 15(5): Geen informatie.

Ten behoeve van artikel 15(6)(a)
Over (rotorhoek)stabiliteit of verlies van besturing en automatische afschakeling is niets opgenomen in de huidige Nederlandse code.
Het volgende is te vinden over beveiligen waaronder ook afschakeling kan vallen:
Artikel 2.5.3.1 De beveiligingen zijn selectief ten opzichte van de beveiligingen in het net van de netbeheerder. De producenten dragen zorg en zijn verantwoordelijk voor adequate beveiligingen van de productie-eenheden tegen zowel storingen die ontstaan in het net als extreme afwijkingen van spanning en frequentie.

Ten behoeve van artikel 15(6)(b)(i)
In de Netcode wordt de kwaliteit van de transportdienst gedefinieerd. In de RfG gaat het om de kwaliteit van levering door de aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden. Hiervoor zijn geen criteria opgenomen.

Ten behoeve van artikel 15(6)(b): Geen informatie.
Ten behoeve van artikel 15(6)(d): Geen informatie.
Ten behoeve van artikel 15(6)(e): Geen informatie.

Ten behoeve van artikel 15(6)(f)
Netcode artikel 2.5.5.1: De behandeling van het sterpunt van de productie-eenheid wordt bepaald door de netbeheerder in overleg met de beheerder van de productie-eenheid.

4.4 Systeemcode
Ten behoeve van artikel 15(2)(a): Geen informatie.
Ten behoeve van artikel 15(2)(b): Geen informatie.
Ten behoeve van artikel 15(2)(c): Geen informatie.

Ten behoeve van artikel 15(2)(d) en artikel 15(2)(e)
Systeemcode artikel 2.1.2a: Voor productie-eenheden met een nominaal vermogen groter dan 60 MW en aangesloten op netten met een spanning groter dan of gelijk aan 1 kV gelden de technische eisen die met betrekking tot de primaire regeling zijn neergelegd in de artikelen 2.1.5 tot en met 2.1.12. *(voor de genoemde bijlagen: zie Annex, hoofdstuk 7).*
2.1.5: De primaire reactie dient:

a. automatisch plaats te vinden,

b. te voldoen aan de karakteristieken die zijn opgenomen in bijlage 1,
c. na activering gedurende ten minste 15 minuten gehandhaafd te blijven.

2.1.6: Indien ten gevolge van een frequentieverstoring het volledige primaire reservevermogen gevraagd wordt, moet deze binnen 30 seconden na het begin van de frequentieverstoring gerealiseerd zijn (bijlage 2).
2.1.7: Indien de gevraagde primaire bijdrage tussen 50% en 100% van de primaire reserve bedraagt, moet deze binnen een evenredige tijd tussen 15 en 30 seconden na het begin van de frequentieverstoring gerealiseerd zijn (bijlage 2).
2.1.8: Indien de gevraagde primaire bijdrage 50% of minder van de primaire reserve bedraagt, moet deze binnen 15 seconden na het begin van de frequentieverstoring gerealiseerd zijn (bijlage 2).
2.1.9: Een frequentieverstoring is gelijk aan de afwijking ten opzichte van de nominale frequentie van 50 Hz.
2.1.12: Productie-eenheden die niet bijdragen aan het gecontracteerde primaire vermogen en met een nominaal vermogen groter dan 60 MW dienen wel te beschikken over een primaire regeling en dienen deze actief te houden en in te stellen zoals beschreven in 2.1.22. De in 2.1.22 genoemde bijdrage hoeft alleen geleverd te worden indien en voor zover de productiesituatie van de eenheid dit technisch toelaat en wanneer een bijdrage van de eenheid niet verstorend werkt in een afhankelijk productieproces. Indien sprake is van een dergelijke verstoring moet dit in voorkomende gevallen op verzoek van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aangetoond worden.
2.1.13: Een productie-eenheid moet in staat zijn om overeenkomstig de vier gebieden die in bijlage 3 zijn gedefinieerd voor productie-eenheden die zijn aangesloten op netten met een nominale spanning lager dan 110 kV onderscheidenlijk productie-eenheden die zijn aangesloten op netten met een nominale spanning hoger dan of gelijk aan 110 kV:

a) nominaal vermogen te leveren gedurende een onbeperkte tijd;
b) nominaal vermogen te leveren gedurende 15 minuten, vervolgens gedurende 5 minuten parallel aan het net in bedrijf te blijven;
c) tenzij de productie-eenheid ingevolge onderdeel b reeds in uitsluitend parallelbedrijf is gegaan, 90% van nominaal vermogen te leveren gedurende 10 seconden en vervolgens gedurende 5 minuten parallel aan het net in bedrijf te blijven;
d) parallel aan het net gedurende 5 minuten in bedrijf te blijven.

Paragraaf 2.2: Handhaven van de energiebalans.
Paragraaf 2.3: Het oplossen van grootschalige storingen in het transport van elektriciteit.
Paragraaf 2.4: Beschikbaarheid van productievermogen ten behoeve van de balanshandhaving.
Paragraaf 2.5: Bekendmaken van gegevens aangaande productievermogen.
Bijlage 2: Relatieve primaire bijdrage ten opzichte van de primaire reserve

<u>Ten behoeve van artikel 15(2)(g)(ii)</u>
Geen informatie.

<u>Ten behoeve van artikel 15(3)</u>
In de huidige Systeemcode zijn uitsluitend voorwaarden opgenomen over de bedrijfssituaties waarbij de productie eenheid gekoppeld dient te blijven met het net van de netbeheerder.

Ten behoeve van artikel 15(5)
Systeemcode: artikel 2.3.2: De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verwerft black-startvoorzieningen in een door hem te bepalen omvang. Hij bepaalt welke eisen daaraan worden gesteld en waar zij bij voorkeur gelokaliseerd moeten zijn.

Systeemcode: artikel 2.1.16.c: Indien een productie-eenheid door een kortsluiting in het net van het net gescheiden wordt, dient de productie-eenheid binnen 30 minuten nadat de kortsluiting opgeheven is, stabiel bedrijf te kunnen voeren parallel aan het net met alle generatoren in bedrijf. Dit geldt niet indien het wederkeren van de netspanning langer duurt dan één uur.

Ten behoeve van artikel 15(6): Geen informatie.

4.5 Anders
Ten behoeve van artikel 15(5):
Productspecificatie blackstart voorziening: zie Annex (hoofdstuk 7).

5. Overwegingen

Vanwege de harmonisatie zijn frequentiegerelateerde parameters onder voorbehoud van afstemming binnen ENTSO-E.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(a)
In normale bedrijfstoestand en ingeval er geen contractering is voor redispatch wordt in het Nederlandse marktmodel de regelbaarheid en regelbereik volledig overgelaten aan de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid. Het correct volgen van de productie als gevolg van markttransacties is de verantwoordelijkheid van de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid en de desbetreffende programma verantwoordelijke.
In niet-normale bedrijfstoestand (emergency) kan de TSB de productie vorderen en een setpoint opleggen. De tijdsperiode waarbinnen de setpoint moet worden bereikt is uitsluitend begrensd door de technische mogelijkheden van de productie eenheid en de actuele bedrijfstoestand.
Hiertoe moet de regelsnelheid per bedrijfstoestand (koud, warm, heet) vastgelegd worden in het aansluitcontract. Hierbij kan onderscheid worden gemaakt tussen de systeemtoestanden die GL SO hanteert: normaal, alarm, nood, black-out en herstel.
Ingeval van een contract voor redispatch is het opleggen van een setpoint door de TSB contractueel vastgelegd.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(b)
Deze bepaling is geen niet-limitatieve eis. De TSB moet de toezichthouder informeren inzake de regel-baarheid van het werkzame vermogen ingeval de op afstand werkende regelapparatuur buiten dienst is.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(c)

Deze bepaling stelt eisen met betrekking tot de primaire regeling van elektriciteitsproductie-eenheden van het type C in de LFSM-U mode. Over frequentie-gerelateerde zaken vindt nog overleg plaats in ENTSO-E-verband. De parameters worden besproken met de TSB's uit de synchrone zone.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(d)(i)
Deze bepaling stelt eisen met betrekking tot de frequentierespons van het werkzame vermogen van productie-eenheden, type C, in FSM bedrijf. In het Nederlandse marktmodel wordt de primaire reserve geleverd door elektriciteitsproductie-eenheden van producenten die daartoe een overeenkomst hebben met TenneT. Voor elektriciteitsproductie-eenheden zonder een dergelijke overeenkomst geldt dat deze wel moeten beschikken over een primaire regeling.
De waarden in het voorstel komen overeen met de bepalingen in de Systeemcode.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(d)(iii)
Deze bepaling stelt eisen met betrekking tot de parameters voor volledige activering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen, als resultaat van een wijziging van de frequentiestap van productie-eenheden, type C, in FSM bedrijf. In het Nederlandse marktmodel wordt de primaire reserve geleverd door productie-eenheden van producenten die daartoe een overeenkomst hebben met TenneT. Voor productie-eenheden zonder een dergelijke overeenkomst geldt dat deze wel moeten beschikken over een primaire regeling. In tabel 5 liggen enkele parameters vast. Wat de TSB nog moet vaststellen zijn:

- Bereik van het werkzame vermogen in verhouding tot de maximumcapaciteit
- Maximaal toegestane tijd t_2 voor elektriciteitsproductie-eenheden tot volledige activering. Deze parameter wordt afgeleid van de huidige Systeemcode (paragraaf 2.1 en bijlage 2).

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(d)(iv)
Voor maximale frequentiestabiliteit van het net moet de activering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen zo snel mogelijk plaatsvinden. In de systeemcode is de primaire bijdrage gespecificeerd als functie van de tijd. Een eventuele vertraging van de primaire bijdrage is niet gespecificeerd. Daarom geldt dat de initiële activering van de frequentierespons van het werkzaam vermogen niet onnodig mag worden vertraagd, zoals in de RfG wordt geëist.
Momenteel is er nog geen aanleiding om voor elektriciteitsproductie-eenheden zonder draaiende massatraagheid een kortere tijd dan twee seconden vast te stellen.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(d)(v)
Deze bepaling stelt eisen met betrekking tot de periode gedurende welke de productie-eenheid in staat moet zijn een volledige frequentierespons van het werkzaam vermogen te leveren.
In de Systeemcode is een periode geëist van 15 minuten. Er is geen reden om hiervan af te wijken.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(e)
TenneT maakt dag in-dag uit aanspraak op deze bepaling: dit betreft namelijk het Frequentieherstelproces met FRR. De gevraagde specificaties in deze bepaling ("referentiewaarde van het werkzaam vermogen" komt daarin helemaal niet voor) verwijzen naar artikelen 158 en 159 van de GL SO.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(2)(g)(ii)
Monitoring van de geleverde primaire reactie van productie eenheden in FSM bedrijf vindt plaats in de aansluiting in het station. Er worden thans geen eisen gesteld aan de productie eenheden. Er is geen reden om af te wijken van de huidige werkwijze.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(3)
Er zijn geen aanwijzingen dat voor het door TenneT TSO B.V. beheerde net ten aanzien van spanningsstabiliteit aanvullende instellingen noodzakelijk zijn voor automatische ontkoppeling. Dit houdt in dat een continuering van de huidige werkwijze wordt voorgesteld, hetgeen inhoudt dat de beheerder van de elektriciteitsproductie-eenheid zelf de instellingen bepaalt voor de feitelijke automatische ontkoppeling.
De voorwaarden waarbij de elektriciteitsproductie-eenheid zonder ontkoppeling van het netwerk in bedrijf moet blijven moeten worden gerespecteerd. De huidige invulling hiervan in de Technische Codes zal worden aangepast aan de nieuwe definities en parameters zoals gedefinieerd tijdens het proces van de implementatie van de Europese codes en zal in de nieuwe code worden opgenomen. Industriële aangeslotenen kunnen op grond van artikel 6 lid 3 tot overeenstemming komen met de TSB/DSB over afwijkende instellingen.
Op grond van de NLE van RfG artikel 14(3) moet een elektriciteitsproductie-eenheid na een succesvolle fault-ride-through in staat zijn vanaf 3 s bij een spanning van 0,85 pu met het net verbonden te blijven. Onder voorbehoud van deze eis mag een elektriciteitsproductie-eenheid automatisch ontkoppelen indien de spanning op het aansluitpunt kleiner is dan 0,85 pu.
Op grond van de NLE van artikel 16(2)(a) moet een elektriciteitsproductie-eenheid van het type D, aangesloten op een net met een spanningsbasis tot 300kV, in staat zijn tot een spanning van 1,15 pu met het net verbonden te blijven. Een elektriciteitsproductie-eenheid van het type D, aangesloten op een net met een spanningsbasis van 300kV en hoger, moet in staat zijn tot een spanning van 1,10 pu met het net verbonden te blijven. Onder voorbehoud van deze eisen mag een elektriciteitsproductie-eenheid automatisch ontkoppelen indien de spanning op het aansluitpunt groter is dan de genoemde waarden: 1,15 pu voor typen B, C en D aangesloten op een net met een spanningsbasis tot 300kV en 1,10 pu voor type D aangesloten op een net met een spanningsbasis van 300kV en hoger.

Ten aanzien van RfG Artikelen 15(5)(a)(iii), 15(5)(a)(iv) en 15(5)(c)(iii)
De bepaling stelt eisen aan productie-eenheden type C met betrekking tot systeemherstel. Onderscheiden wordt: Eisen aan blackstart eenheden; Deelname aan een netdeel in eiland; Hersynchronisatie vanuit house-load.
Blackstart voorzieningen worden door de TSB op commerciële basis gecontracteerd. Potentiële aanbieders moeten voldoen aan de door de TSB vastgestelde specificaties (zie "Productspecificaties blackstartvoorziening" in Annex, hoofdstuk 7). Deze specificaties gaan verder dan hetgeen in 15(5) is vermeld.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(6)(a)
Ter voorkoming van schade aan de productie-eenheid vindt ontkoppeling van de eenheid van het net plaats bij te grote rotorhoek of bij verlies van besturing. Afspraken over detectie van deze gebeurtenissen moeten gemaakt worden tussen de eigenaar van de installatie en de TSB.

Bovengenoemde overeenstemming over de criteria voor de detectie van verlies van rotorhoekstabiliteit of verlies van besturing kan in het BO opgenomen worden (welk type beveiliging en hoe deze reageren) en eventueel ook in de ATO.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(6)(b)(i)
Dit sub-artikel beschrijft welke apparatuur aanwezig moet zijn bij een productie-eenheid van type C voor het registreren van parameters voor storingen en om het dynamische systeemgedrag te monitoren. Eventueel kunnen parameters voor de kwaliteit van levering worden vastgesteld. Kwaliteitseisen voor de instrumentatie apparatuur van de aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden staan op het moment niet in de code en de noodzaak om deze te formuleren is momenteel niet aanwezig.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(6)(b)(ii)
In samenhang met de eis in artikel 15(6)(b)(i) om storingen te registreren en het dynamisch systeemgedrag te monitoren bij een elektriciteitsproductie-eenheid van het type C, wordt in dit artikel de instelling van de storingsregistratie-apparatuur gedefinieerd.
In de huidige code wordt niet gedetailleerd ingegaan op de instellingen van de storingsregistratieapparatuur. De overweging is om de instelling van storingsregistratieapparatuur gelijk te stellen aan beveiliging. In de aansluitovereenkomst zal er met de aangeslotene afspraken gemaakt moeten worden betreft instellingen. Hierbij wordt overeengekomen welk startcriterium en bemonsteringsfrequentie wordt toegepast voor de storingsregistratieapparatuur.

Ten aanzien van RfG Artikel 15(6)(b)(iii)
In samenhang met de eis in artikel 15(6)(b)(i) om het dynamisch systeemgedrag te monitoren, wordt in dit artikel het startcriterium gedefinieerd voor de oscillatie die kan leiden tot slecht gedempt gedrag van de opwekeenheid.
In de huidige Nederlandse code wordt niet gedetailleerd ingegaan op de bewaking van het dynamisch systeemgedrag. Tijdens de BO fase zal met de aangeslotene afspraken gemaakt moeten worden hoe de bewaking van het dynamisch systeemgedrag kan worden geïmplementeerd, indien van toepassing. Hierbij wordt overeengekomen welk startcriterium wordt toegepast voor de monitoring van de oscillatie die kan leiden tot slecht gedempt gedrag van de elektriciteitsproductie-eenheid.

Ten aanzien van 15(6)(b)(iv)
In samenhang met de eis in artikel 15(6)(b)(i) om de kwaliteit van levering en het dynamisch systeemgedrag te monitoren, worden in dit artikel de communicatieprotocollen voor uitwisseling van gegevens overeengekomen tussen de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie, de relevante systeembeheerder en de relevante TSB.
De bepaling gaat niet over de soort informatie-uitwisseling maar over het toe te passen protocol. Het protocol kan per installatie verschillen.

Ten aanzien van 15(6)(d)
De Nederlandse vertaling van de codetekst is onduidelijk. De oorspronkelijke Engelstalige tekst luidt: "*with regard to the installation of devices for system operation and devices for system security, if the relevant system operator or the relevant TSO considers that it is necessary to install additional devices*

in a power-generating facility in order to preserve or restore system operation or security, the relevant system operator or relevant TSO and the power-generating facility owner shall investigate that matter and agree on an appropriate solution".
Als de relevante systeembeheerder of TSB het noodzakelijk vinden om extra apparatuur voor bedrijfsvoering of systeemveiligheid in de elektriciteitsproductie-installatie te installeren, overleggen ze dit met de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie en wordt dit in het BO of in de ATO opgenomen.

Ten aanzien van 15(6)(e)
Dit artikel bepaalt dat de TSB minimum en maximum grenzen stelt aan de regelsnelheid van het werkzame vermogen.
Het is de eigen verantwoording van de eigenaar van de productie eenheid om de programma's voor het te leveren werkzame vermogen zo goed mogelijk te volgen. De Nederlandse balanceringsmethode biedt een afdoende prikkel om dit te doen. Met andere woorden: regelsnelheid is een vrijheid van de markt.
Aangezien deze niet-limitatieve eis ingevuld moet worden, wordt het minimum van de regelsnelheid van het werkzame vermogen gesteld op 1% van de maximumcapaciteit per minuut. Het maximum van de regelsnelheid van het werkzame vermogen wordt met het oog op de systeemveiligheid vooralsnog gesteld op 20% van de maximumcapaciteit per minuut.

Ten aanzien van 15(6)(f)
Voor elektriciteitsproductie-eenheden wordt het aardingsconcept van de sterpunten aan de netwerkzijde van de machinetransformatoren door de systeembeheerder bepaald.
Dit artikel komt overeen met het huidige artikel met identieke strekking uit de Nederlandse Netcode. Momenteel wordt de sterpuntsaarding van de machinetransformator van een opwekeenheid in het BO vastgelegd.

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eisen

RfG Artikel 15(2)(a)
Een elektriciteitsproductie-eenheid of een power park module moet in staat zijn een setpoint te ontvangen en te volgen op aangeven van de TSB. Het setpoint ligt tussen technisch minimum vermogen en actueel maximaal vermogen.

Het regelbereik ligt tussen het technisch minimum vermogen en het actuele maximum vermogen, tenzij anders overeengekomen is door de TSB en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie. Het aangepaste setpoint moet binnen de technische mogelijkheden van de productie eenheid en de actuele bedrijfstoestand na de instructie bereikt zijn. De tijdsperiode, waarbinnen de aangepaste referentiewaarde voor het werkzaam vermogen moet worden bereikt, wordt vastgelegd in de ATO.
De tolerantie voor het nieuwe setpoint bedraagt 2% van de maximumcapaciteit.

RfG Artikel 15(2)(b)
Deze bepaling is geen niet-limitatieve eis en hoeft niet te worden ingevuld.

RfG Artikel 15(2)(c)
Het voorstel voor invulling van deze niet-limitatieve eis is onder voorbehoud van afstemming met ENTSO-E:
Frequentiedrempelwaarde instelbaar tussen 49,5 en 49,8; instelling: 49,8 Hz;
Statiek instelbaar tussen 4 en 12%; instelling: 5%.
Voor PPM's: P_{ref} = feitelijk gegenereerde werkzame vermogen.

RfG Artikel 15(2)(d)(i)
Bereik van het werkzaam vermogen in verhouding tot de maximumcapaciteit: range 1,5% – 10%
Ongevoeligheid van de frequentierespons: 10 mHz
Dode band: instelbaar ≤ 500 mHz
Statiek: instelbaar tussen 4% en 12 %
Bovengenoemde parameters zijn onder voorbehoud van afstemming binnen ENTSO-E.

RfG Artikel 15(2)(d)(iii)
Bereik van het werkzaam vermogen in verhouding tot de maximumcapaciteit: range 1,5% – 10%. De waarde in de range wordt per productie-eenheid vastgelegd in de overeenkomst voor de levering van de primaire reserve. Met betrekking tot de maximaal toegestane tijd t_2 voor elektriciteitsproductie-eenheden wordt voorgesteld: 30 seconden.
Onder voorbehoud Europese afstemming ENTSO-E.

RfG Artikel 15(2)(d)(iv)
De niet-limitatieve eis is een kan-bepaling en wordt op dit moment niet ingevuld voor elektriciteitsproductie-eenheden zonder inertie.

RfG Artikel 15(2)(d)(v)
De productie-eenheid moet in staat zijn om, na activering van de primaire reactie een, volledige frequentierespons te leveren gedurende 15 minuten.

RfG Artikel 15(2)(e)
Een elektriciteitsproductie-eenheid heeft functionaliteiten, zoals bedoeld in artikel 15, tweede lid, onderdeel e) van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), die voldoen aan de specificaties van artikel 158 en 159 van de Verordening (EU) 2017/1485 (GL SO).

RfG Artikel 15(2)(g)(ii)
Er wordt geen voorstel gedaan omdat er geen reden is om af te wijken van de huidige werkwijze.

RfG Artikel 15(3)
De gekozen instelling voor het spanningsniveau waarbij automatische ontkoppeling plaatsvindt, kan door de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid zelf worden bepaald, mits deze instelling niet conflicteert met de eisen uit de RfG met betrekking tot spanningen voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D (RfG artikel 16(2)(a) tabel 6.1 en tabel 6.2), spanningen voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type C zoals vastgelegd door fault-ride-trough capaciteit (RfG

artikel 14(3)(a)) en spanningen voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D zoals vastgelegd door fault-ride-trough capaciteit (RfG artikel 16(3)(a)).
Onder voorbehoud van deze eis mag een elektriciteitsproductie-eenheid automatisch ontkoppelen indien de spanning op het aansluitpunt kleiner is dan 0,85 pu.
Onder voorbehoud van deze eisen mag een elektriciteitsproductie-eenheid automatisch ontkoppelen indien de spanning op het aansluitpunt groter is dan de genoemde waarden: 1,15 pu voor typen B, C en D aangesloten op een net met een spanningsbasis tot 300kV en 1,10 pu voor type D aangesloten op een net met een spanningsbasis van 300kV en hoger.

RfG Artikelen 15(5)(a)(iii) en 15(5)(a)(iv)
Voorstel is de bepalingen in artikel 15(5) aan te vullen met de door TenneT vastgestelde specificaties (Annex, hoofdstuk 7).

RfG Artikel 15(5)(c)(iii)
Voorstel is om de huidige bepaling in de systeemcode artikel 2.1.16.c te hanteren.

RfG Artikel 15(6)(a)
Voorstel tot vastleggen in BO of ATO.

RfG Artikel 15(6)(b)(i)
De niet-limitatieve eis is een kan bepaling en wordt op dit moment niet ingevuld.

RfG Artikel 15(6)(b)(ii)
Voorstel tot vastleggen van de instellingen van de storingsregistratieapparatuur, inclusief de startcriteria en bemonsteringsfrequenties in de ATO, indien van toepassing.

RfG Artikel 15(6)(b)(iii)
Voorstel tot vastleggen van een startcriterium voor de oscillatie in BO, indien van toepassing.

RfG Artikel 15(6)(b)(iv)
Voorstel tot vastleggen van de communicatieprotocols voor geregistreerde gegevens in de ATO.

RfG Artikel 15(6)(c)(iii)
De niet-limitatieve eis is een kan bepaling en wordt op dit moment niet ingevuld.

RfG Artikel 15(6)(d)
Voorstel tot vastleggen van extra apparatuur voor bedrijfsvoering of systeemveiligheid in BO of ATO, indien van toepassing.

RfG Artikel 15(6)(e)
Voorgesteld wordt het minimum van de op- en afregelsnelheid van het werkzame vermogen te stellen op 1% van de maximumcapaciteit per minuut.
Het maximum van de regelsnelheid van het werkzame vermogen wordt vooralsnog gesteld op 20% van de maximumcapaciteit per minuut.

RfG Artikel 15(6)(f)

Voorstel tot vastleggen van de sterpuntsaarding van de machinetransformator van een elektriciteitsproductie-eenheid in het BO.

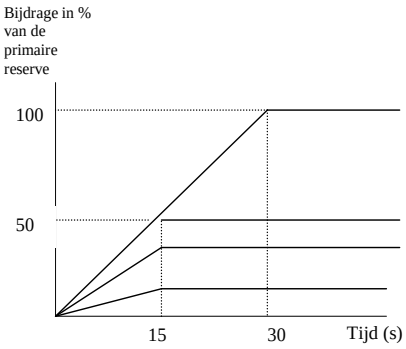
7. Annex

Ten behoeve van 15(2)(d)(i), (iii), (iv) en (v), 15(2)(e)

Systeemcode, Bijlage 1: Karakteristieken t.b.v. primaire reactie

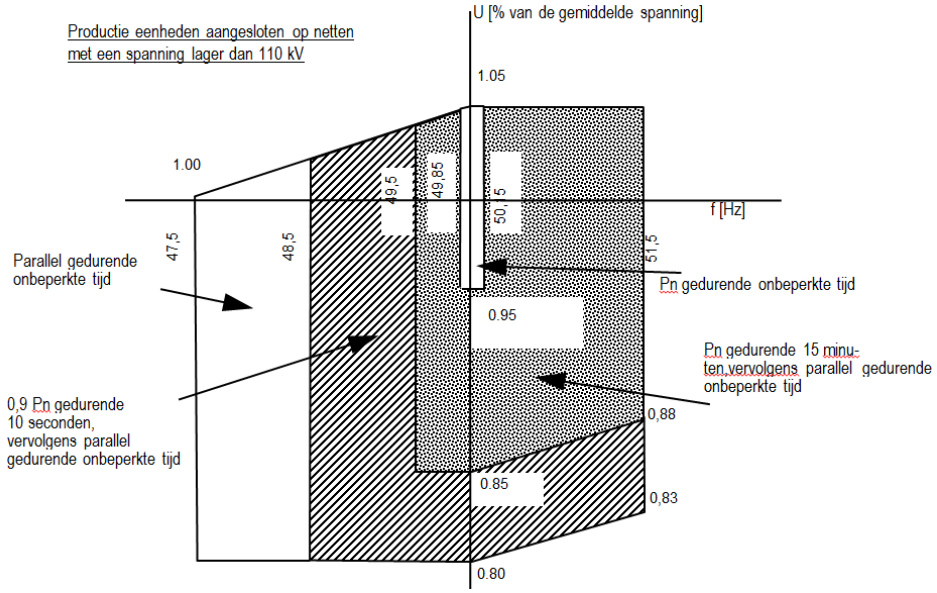
Nominaal vermogen	Statiek	Maximaal toelaatbare dode band van de frequentierespons	Maximaal toelaatbare ongevoeligheid van de frequentierespons
Pn > 60 MW	Instelbaar tussen 4 en 20 %	Een dode band van de frequentierespons van 500 mHz is toegestaan behoudens door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet gecontracteerde productie-eenheden	± 10 mHz

Systeemcode, Bijlage 2: Relatieve primaire bijdrage ten opzichte van de primaire reserve



Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 15

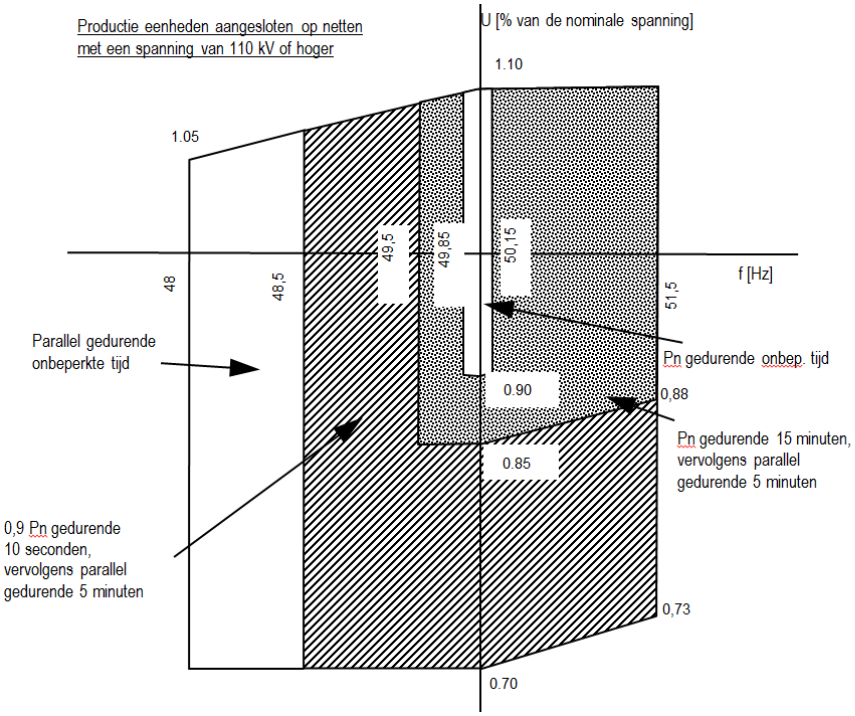
Systeemcode, Bijlage 3: Bedrijfssituaties waarbij de generator gekoppeld dient te blijven met het net van de netbeheerder



Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanning lager dan 110kV, bij nominale spanning:

- *47,5 Hz – 48,5 Hz: parallel gedurende onbeperkte tijd*
- *48,5 Hz – 49,5 Hz: 0,9 Pn gedurende 10 s, vervolgens parallel gedurende onbeperkte tijd*
- *49,5 Hz – 49,85 Hz: Pn gedurende 15 minuten, vervolgens parallel gedurende onbeperkte tijd*
- *49,85 Hz – 50,5 Hz: Pn gedurende onbeperkte tijd*
- *50,5 Hz – 51,5 Hz: Pn gedurende 15 minuten, vervolgens parallel gedurende onbeperkte tijd*

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 15



Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanning van 110kV of hoger, bij nominale spanning:

- *48,0 Hz – 48,5 Hz: parallel gedurende onbeperkte tijd*
- *48,5 Hz – 49,5 Hz: 0,9 Pn gedurende 10 s, vervolgens parallel gedurende 5 minuten*
- *49,5 Hz – 49,85 Hz: Pn gedurende 15 minuten, vervolgens parallel gedurende 5 minuten*
- *49,85 Hz – 50,15 Hz: Pn gedurende onbeperkte tijd*
- *50,15 Hz – 51,5 Hz: Pn gedurende 15 minuten, vervolgens parallel gedurende 5 minuten*

Ten behoeve van 15(5)

Productspecificaties blackstartvoorziening

Inleiding

TenneT TSO B.V. (TenneT) is aangewezen als netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet. Als zodanig heeft TenneT onder meer tot taak in de situatie van een black out het herstel van de elektriciteitsvoorziening te coördineren. Voor deze taak heeft TenneT behoefte aan voorzieningen die een spanningsloos net onder spanning kunnen brengen en vermogen kunnen leveren in een situatie dat (een groot deel van) het landelijk hoogspanningsnet spanningsloos is, ten einde TenneT in de gelegenheid te stellen de elektriciteitsvoorziening te kunnen herstellen.

Specificaties

1. Er moeten tenminste twee synchrone elektriciteit productie-eenheden van elk minimaal 200 MW op de locatie aanwezig zijn die als onderdeel van de Blackstartvoorziening kunnen worden ingezet. Ook als één productie-eenheid in onderhoud is moet te allen tijde minimaal 200 MW beschikbaar zijn. Het voor de betreffende Blackstart voorziening overeengekomen mini-

mum vermogen wordt in de overeenkomst vastgelegd. Indien de voorziening bestaat uit meerdere kleinere synchrone productieeenheden wordt de redundantie op andere wijze vastgesteld in overeenstemming met TenneT, waarbij altijd minimaal 200 MW beschikbaar is.

2. De Blackstartvoorziening moet binnen 4 uren na afroep door TenneT in staat zijn om met een of meerdere productie-eenheden te koppelen aan een spanningsloos netdeel en vervolgens het vermogen volgens 1 te leveren.
3. De Blackstartvoorziening en de overeen te komen inschakelsectie moeten bestand zijn tegen de inrush-stroom en -spanning als gevolg van het bijschakelen van de assets van de inschakelsectie. Indien direct inschakelen niet mogelijk is moet er een mogelijkheid zijn om deze inschakelsectie op te spannen. In ieder geval moet aan de 2e voorwaarde voldaan worden, de voorkeur gaat uit naar beide mogelijkheden.
4. De ingezette productie-eenheden van de Blackstartvoorziening moeten na het onder spanning brengen en belasten van de inschakelsectie opregelen tot minimum stabiel vermogen. De benodigde tijd hiervoor is afhankelijk van:
   a. Opregelsnelheid. Deze is afhankelijk van de toestand (warm, koud) van de productieeenheden van de Blackstartvoorziening. De opregelsnelheid dient gemiddeld minimaal 4 MW per minuut te bedragen.
   b. Snelheid waarmee de desbetreffende netbeheerder belasting bijschakelt.
   De hoogte van het minimale stabiele vermogen wordt in de overeenkomst vastgelegd.
5. Na het bereiken van het onder 4 bedoelde minimale stabiele vermogen wordt het resterende vermogen door TenneT gebruikt voor de verdere herstel van de elektriciteitsvoorziening. De eis genoemd in 4 blijft hierbij van toepassing.
6. De telecommunicatie tussen de productielocatie van de Blackstartvoorziening en TenneT, tussen het bedrijfsvoeringscentrum behorende bij deze productielocatie en TenneT alsmede tussen deze productielocatie en de desbetreffende netbeheerder moet gedurende de eerste 24 uur na het wegvallen van de elektriciteitsvoorziening gegarandeerd zijn.
7. Er moeten op ieder moment voldoende gekwalificeerde medewerkers beschikbaar zijn die de Blackstartvoorziening kunnen bedienen. Bovendien dienen de aangeboden TenneT- bescherm- en hersteltrainingen te worden gevolgd.
8. De Blackstartvoorziening moet in staat zijn gedurende 24 uur na afroep onafgebroken in bedrijf te blijven. Dit betekent dus ook dat de brandstofvoorziening van de Blackstartvoorziening 24 uur gegarandeerd dient te zijn.
9. De Blackstartvoorziening moet jaarlijks getest kunnen worden inclusief de in te schakelen en/of op te spannen netdelen.
10. De productie-eenheid van de Blackstartvoorziening moet in staat zijn een spanningsloos net op gewenste spanning en frequentie te brengen en daarna het overeen te komen werk- en blindvermogen te leveren. De verbonden productie-eenheid is in staat na het koppelen met de hoogspanningsrail onder regie van TenneT op toerenregeling te blijven staan en daarna bij gekoppeld bedrijf (> 2500 MW) onder regie van TenneT op vermogensregeling met voldoende frequentie-gevoeligheid.
11. De productie-eenheden van de Blackstartvoorziening zijn verder in staat voldoende werk- en blindvermogen te leveren tijdens het hele opregeltraject van 0 tot 100 % van het maximale

vermogen en ook daarna. De belasting bijschakeling zal tot aan het minimale stabiele vermogen van de eenheid in nauw overleg plaatsvinden met de producent. Boven deze grens zal in stappen tot 5% van het maximaal vermogen worden bijgeschakeld. De hoeveelheid te leveren blindvermogen ligt bij elke netspanning en opgewekt werkvermogen, in de range van minimaal 110 Mvar tot minimaal 80 Mvac ontvangen Indien de Blackstartvoorziening invoedt op een kabel en het blindvermogen van de kabel wordt niet gecompenseerd moet het minimaal vereiste capacitieve bereik van 80 Mvac verhoogd worden ter grootte van het blindvermogen van de kabel bij nomimale spanning.

12. De voorziene niet-beschikbaarheid ten behoeve van onderhoud aan de startvoorziening van de Blackstartvoorziening mag niet langer duren dan 8 dagen per jaar en moet in overleg met TenneT worden ingepland.
13. De voorziene niet-beschikbaarheid aan ieder van de verbonden productie-eenheden mag niet langer duren dan 5 weken per jaar en moet in overleg met TenneT worden ingepland.
14. Indien de voorziening bestaat uit 2 verbonden productie eenheden dienen en indien beide verbonden productie eenheden beschikbaar zijn, dient de 2e verbonden eenheid binnen 2 uren nadat de 1e verbonden eenheid op het net is geschakeld, parallel te zijn en vervolgens te kunnen opregelen tot het overeen te komen vermogen volgens 1.
15. Indien de voorziening bestaat uit meerdere kleinere synchrone productie-eenheden moeten de resterende beschikbare eenheden op het net geschakeld kunnen worden binnen 2 uren na het onder spanning brengen van het net, en vervolgens kunnen opregelen tot het overeen te komen vermogen.
16. Indien de Blackstartvoorziening bij een blackout in eilandbedrijf valt moet het herstelproces stabiel via eiland bedrijf of door middel van een blackstart uitgevoerd kunnen worden binnen de genoemde criteria.
17. Indien de Blackstartvoorziening bij een blackout stil staat of geheel tript moet de blackstart uitgevoerd kunnen worden binnen de genoemde criteria.

RfG Artikel 16, versie 09 (2018-03-06)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in 16(2)(a)(i), 16(2)(a)(ii), 16(2)(b), 16(2)(c), 16(3)(a)(i), 16(3)(a)(ii), 16(3)(c) en 16(4). De eerste niet-limitatieve eis van 16(2) is een "moet"-bepaling. De andere drie niet-limitatieve eisen van 16(2) zijn "kan"-bepalingen. De niet-limitatieve eisen van 16(3) en 16(4) zijn "moet"-bepalingen.

2. Strekking

Artikel 16(2) beschrijft de eisen met betrekking tot spanningsbanden waarbinnen een elektriciteitsproductie-eenheid van het type D in staat moet zijn met het net verbonden en in bedrijf te blijven. Indien spanningsafwijkingen en frequentieafwijkingen gelijktijdig optreden, kan de relevante TSB kortere tijden vaststellen. Het artikel beschrijft tevens de mogelijkheid grotere spanningsbanden en langere bedrijfsperiodes overeen te komen. Ook voorwaarden voor automatische ontkoppeling kunnen worden overeengekomen.
Artikel 16(3) specificeert een spanning-tijd-profiel waarbij elektriciteitsproductie-eenheden van type D in staat moeten zijn om met het systeem verbonden te blijven na een kortsluiting in het net (Fault-Ride-Through).

3. Definities

"aansluitpunt": het punt waarop de elektriciteitsproductie-eenheid, de verbruikersinstallatie, het distributiesysteem of het HVDC-systeem is aangesloten op een transmissiesysteem, een offshore netwerk, een distributiesysteem, inclusief gesloten distributiesystemen, of een HVDC-systeem, als vastgelegd in de aansluitovereenkomst;

„elektriciteitsproductie-eenheid”: een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid of een power park module;

„power park module”: een eenheid of een verzameling van eenheden die elektriciteit opwekt, die ofwel niet- synchroon ofwel via vermogenselektronica met het systeem verbonden is en één aansluitpunt heeft met een transmissiesysteem, een distributiesysteem, inclusief een gesloten distributiesysteem, of een HVDC-systeem;

Fault-ride-through: de capaciteit van elektrische apparatuur om verbonden te blijven met het netwerk en in bedrijf te blijven bij lage spanningen op het aansluitpunt als gevolg van volgens de beveiligingsfilosofie afgeschakelde fouten.

4. Referenties

4.1 NC RfG

16(2) Elektriciteitsproductie-eenheden van het type D voldoen aan de volgende eisen met betrekking tot spanningsstabiliteit:

a) wat het spanningsbereik betreft:

i) onverlet het in artikel 14, lid 3, onder a), bepaalde *[fault-ride-through-profiel van een elektriciteitsproductie-eenheid van het type B]* en het hieronder in lid 3, onder a), bepaalde *[fault-ride-through-profiel van een elektriciteitsproductie-eenheid van het type D]* is een elektriciteitsproductie-eenheid in staat met het netwerk verbonden en in bedrijf te blijven binnen de bandbreedte van de netspanning op het aansluitpunt, uitgedrukt als de spanning op het aansluitpunt gerelateerd aan de referentiespanning 1 pu en voor de tijdsperiodes als gespecificeerd in de tabellen 6.1 en 6.2;

ii) de relevante TSB kan kortere perioden vaststellen waarin elektriciteitsproductie-eenheden in staat zijn met het netwerk verbonden te blijven in het geval van gelijktijdige overspanning en onderfrequentie of gelijktijdige onderspanning en overfrequentie;

…

iv) voor het netspanningsniveau van 400 kV (doorgaans ook het 380 kV-niveau genoemd) is de referentiespanning 1 pu 400 kV; voor andere netspanningsniveaus kan de referentiespanning 1 pu verschillen voor elke systeembeheerder in dezelfde synchrone zone;

b) grotere spanningsbanden en langere minimumbedrijfsperiodes kunnen worden overeengekomen tussen de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie in overleg met de relevante TSB. 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;

c) onverlet het onder a) bepaalde kan de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB de spanningen op het aansluitpunt specificeren waarbij de elektriciteitsproductie-eenheid in staat is zich automatisch van het net te ontkoppelen. De voorwaarden en instellingen voor automatische ontkoppeling worden overeengekomen tussen de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie.

Tabel 6.1

Synchrone zone	**Spanningsbereik**	**Bedrijfsperiode**
Continentaal Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Onbeperkt
	1,118 pu – 1,15 pu	Te specificeren door elke TSB, maar niet korter dan 20 minuten en niet langer dan 60 minuten

Tabel 6.1 toont de minimumperiodes waarin een elektriciteitsproductie-eenheid in staat moet zijn om bij spanningen die afwijken van de referentie 1 pu-waarde op het aansluitpunt in bedrijf te blijven zonder ontkoppeld te worden van het netwerk, wanneer de spanningsbasis voor pu-waarden tussen 110 kV (inclusief) en 300 kV (exclusief) ligt.

Tabel 6.2

Synchrone zone	**Spanningsbereik**	**Bedrijfsperiode**
Continentaal Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,90 pu – 1,05 pu	Onbeperkt
	1,05 pu – 1,10 pu	Te specificeren door elke TSB, maar niet korter dan 20 minuten en niet langer dan 60 minuten

Tabel 6.2 toont de minimumperiodes waarin een elektriciteitsproductie-eenheid in staat moet zijn om, bij spanningen die afwijken van de referentie 1 pu-waarde op het aansluitpunt, in bedrijf te blijven zonder ontkoppeld te worden van het netwerk wanneer de spanningsbasis voor pu-waarden tussen 300 kV (inclusief) en 400 kV ligt.

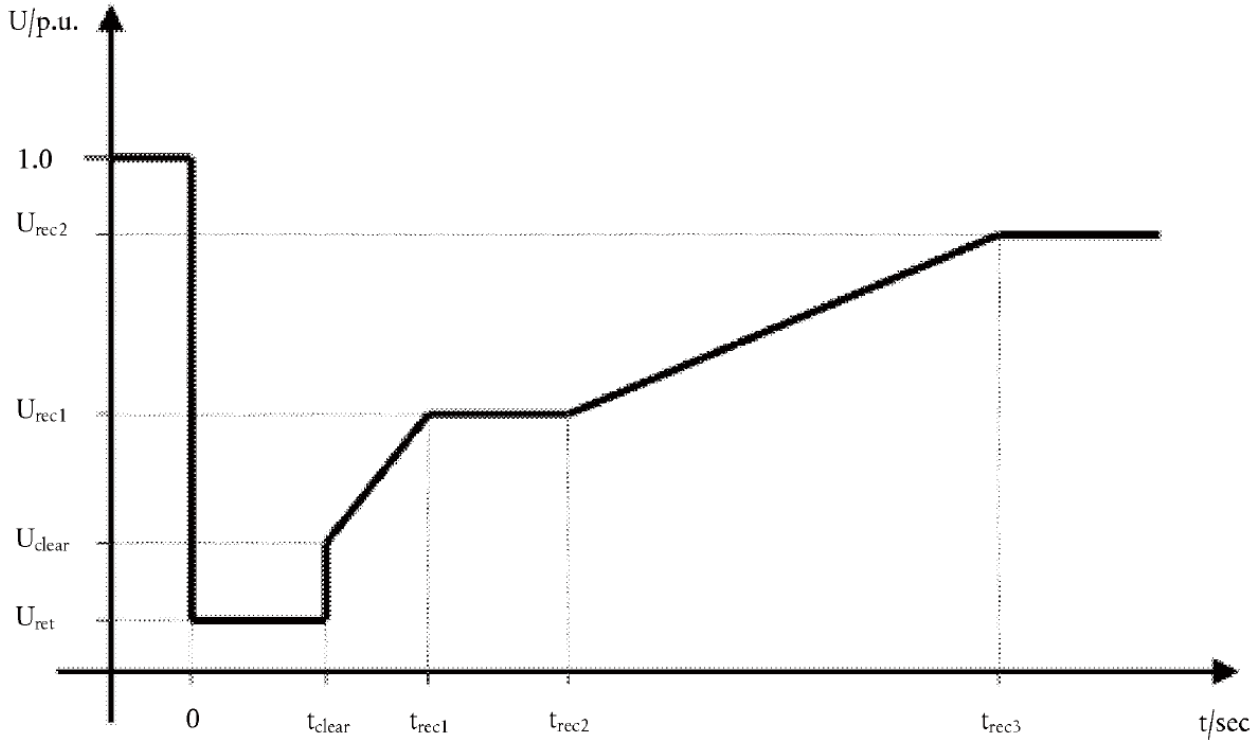
16(3) Elektriciteitsproductie-eenheden van het type D voldoen aan de volgende eisen op het gebied van robuustheid:

a) wat de fault-ride-through-capaciteit betreft:

i) de productie-eenheden zijn in staat om met het systeem verbonden te blijven en stabiel bedrijf voort te zetten nadat het systeem verstoord is geweest door een volgens de bedrijfsfilosofie afgeschakelde fout. Die capaciteit is, wat de door de relevante TSB gespecificeerde storingsvoorwaarden betreft, in overeenstemming met het spanning- tijd-profiel op het aansluitpunt. Het spanning-tijd-profiel is een weergave van de benedengrens van het feitelijk verloop van de gekoppelde spanning op het niveau van de netspanning op het aansluitpunt gedurende een symmetrische storing, als een functie van de tijd vóór, tijdens en na een storing.
Die benedengrens wordt door de relevante TSB vastgesteld met gebruikmaking van de parameters van figuur 3 en binnen het in de tabellen 7.1 en 7.2 gegeven bereik voor productie-eenheden van het type D die zijn aangesloten op of boven het 110 kV-niveau.
Die benedengrens wordt door de relevante TSB ook vastgesteld met gebruikmaking van de parameters van figuur 3 en binnen het in de tabellen 3.1 en 3.2 gegeven bereik voor productie-eenheden van het type D die zijn aangesloten beneden het 110 kV-niveau;

ii) elke TSB specificeert de condities vóór en na een storing voor de in punt iv) van artikel 14, lid 3, onder a), bedoelde fault-ride-through-capaciteit. De vastgestelde condities vóór en na de storing voor de fault-ride-through- capaciteit worden openbaar gemaakt;

Figuur 3
Fault-ride-through-profiel van een elektriciteitsproductie-eenheid



Tabel 7.1
Parameters voor figuur 3 voor de fault-ride-through-capaciteit van synchrone elektriciteitsproductie-eenheden

Spanningsparameters [pu]		Tijdsparameters [seconden]	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,15 (of 0,14 -0,25 indien de systeembeveiliging en het veilig bedrijf dit vereisen)
U_{clear}	0,25	t_{rec1}	t_{clear} - 0,45
U_{rec1}	0,5 - 0,7	t_{rec2}	t_{rec1} - 0,7
U_{rec2}	0,85 - 0,9	t_{rec3}	t_{rec2} - 1,5

Tabel 7.2
Parameters voor figuur 3 voor de fault-ride-through-capaciteit van power park modules

Spanningsparameters [pu]		Tijdsparameters [seconden]	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,15 (of 0,14 -0,25 indien de systeembeveiliging en het veilig bedrijf dit vereisen)
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0

b) ...

c) De fault-ride-through-capaciteit in het geval van asymmetrische storingen wordt door elke TSB gespecificeerd.

4. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type D voldoen aan de volgende algemene eisen qua systeembeheer:

a) bij het opstarten van de productie-eenheid wordt de synchronisatie door de eigenaar van de productie-installatie uitsluitend uitgevoerd na toestemming van de relevante systeembeheerder;

b) de productie-eenheid wordt uitgerust met de noodzakelijke synchronisatieapparatuur;

c) de synchronisatie van de productie-eenheden is mogelijk bij frequenties binnen het in tabel 2 gegeven bereik;

d) de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de productie-installatie bereiken overeenstemming over de synchronisatieapparatuur voordat met de exploitatie van de productie-eenheid wordt begonnen. Deze overeenstemming heeft betrekking op:

i) de spanning;
ii) de frequentie;
iii) het fasehoekbereik;
iv) de fasesequentie;
v) de afwijking van spanning en frequentie.

4.2 Implementation Guide document

<u>Ten behoeve van artikel 16(3):</u>

"Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", 16 October 2013
Paragraaf 3.9: Fault Ride Through Capability of Generators Connected at 110 kV or above.
The requirements aims at preventing power generating modules connected to networks at 110 kV or above from disconnection after a secured fault on transmission or distribution networks of these voltage levels. The fault-ride-through requirement does not require the actual voltage recovery curve to be of the shape of the voltage-against-time-profile, but represents a lower limit of it. Successful fault-ride-through performance is required only in cases in which the actual voltage profile remains above this limit.

Successful fault-ride-through performance is subject to further pre- and post-fault conditions of the system and operation of the power generating module (pre- and post-fault short circuit capacity at the connection point, pre-fault operating point of the power generating module in terms of apparent power and voltage), which shall be specified by the relevant network operator based on conditions for calculation as defined by each TSO.
Zie ook de Annex voor een uittreksel uit de tekst.

4.3 Netcode

Ten behoeve van artikel 16(2):

Netcode Paragraaf 2.6:

2.6.4 Voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee wordt tabel 2 bij artikel 13 van de Verordening (EU) 2016/631 vervangen door onderstaande tabel:

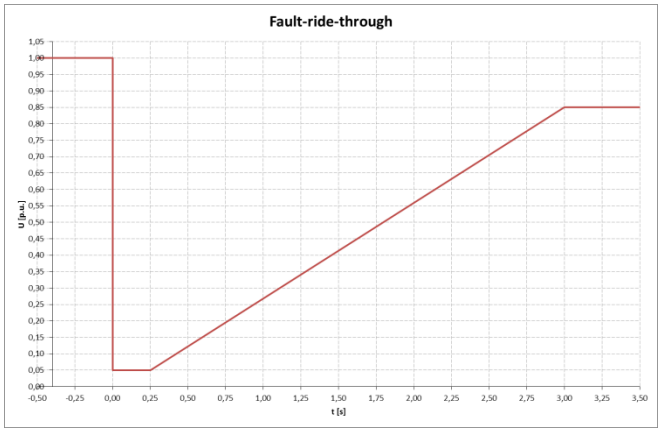
synchrone zone	frequentieband	bedrijfsperiode
Continentaal Europa	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	30 minuten
	49,0 Hz – 51,0 Hz	onbeperkt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minuten

2.6.5 Voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee wordt tabel 10 bij artikel 25 van de Verordening (EU) 2016/631 vervangen door onderstaande tabel:

synchrone zone	spanningsband	bedrijfsperiode
Continentaal Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,9 pu – 1,118 pu	onbeperkt
	1,118 pu – 1,15 pu	60 minuten

Ten behoeve van artikel 16(3):

In de Netcode zijn ten aanzien van fault-ride-through alleen voor een offshore-power park module eisen geformuleerd.
Netcode Artikel 2.6.9: Voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee wordt figuur 3 bij artikel 14, derde lid, onderdeel a, van de Verordening (EU) 2016/631 als volgt nader gespecificeerd:



De coördinaten van de hoekpunten van de curve van figuur e zijn:

Tijd t [s]	Spanning V [pu]
0,00	1,00
0,00	0,05
0,25	0,05
3,00	0,85

Figuur e: De fault-ride through capability van de Power Park Module

4.4 Systeemcode

Ten behoeve van artikel 16(2):

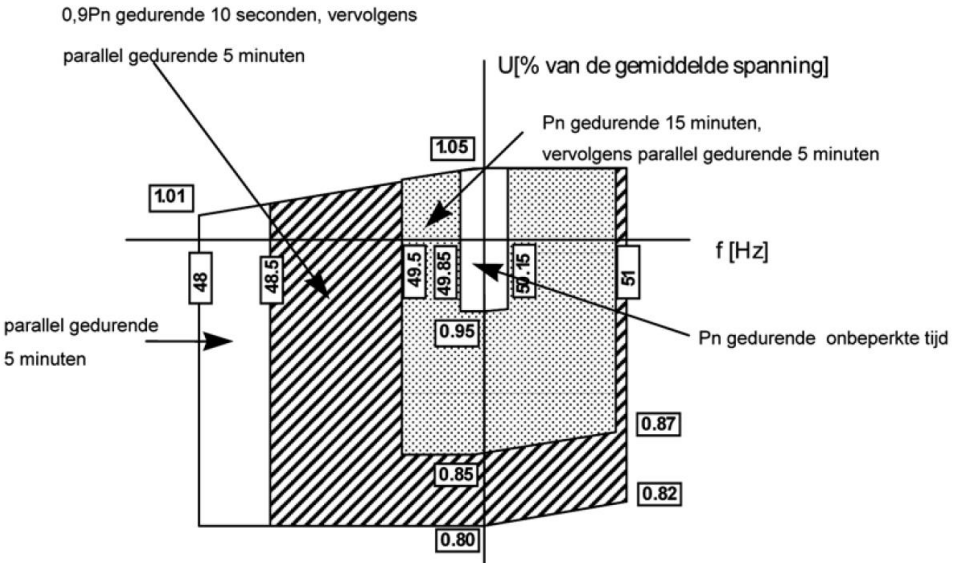
Systeemcode Artikel 2.1.13:

Een productie-eenheid moet in staat zijn om overeenkomstig de vier gebieden die in bijlage 3 zijn gedefinieerd voor productie-eenheden die zijn aangesloten op netten met een nominale spanning lager dan 110 kV onderscheidenlijk productie-eenheden die zijn aangesloten op netten met een nominale spanning hoger dan of gelijk aan 110 kV:

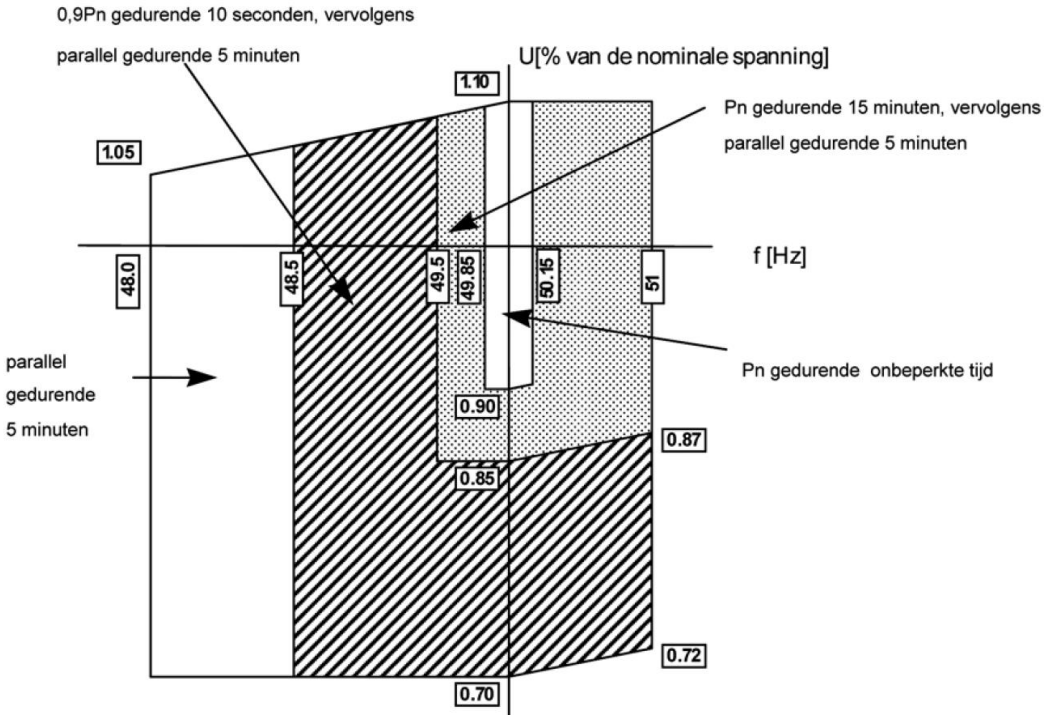
a. nominaal vermogen te leveren gedurende een onbeperkte tijd;
b. nominaal vermogen te leveren gedurende 15 minuten, vervolgens gedurende 5 minuten parallel aan het net in bedrijf te blijven;
c. tenzij de productie-eenheid ingevolge onderdeel b reeds in uitsluitend parallelbedrijf is gegaan, 90% van nominaal vermogen te leveren gedurende 10 seconden en vervolgens gedurende 5 minuten parallel aan het net in bedrijf te blijven;
d. parallel aan het net gedurende 5 minuten in bedrijf te blijven.

Systeemcode Bijlage 3. Bedrijfssituaties waarbij de generator gekoppeld dient te blijven met het net van de netbeheerder:

Productiemiddelen aangesloten op netten lager dan 110kV



Productiemiddelen aangesloten op netten gelijk aan of hoger dan 110kV



Ten behoeve van artikel 16(3):

Systeemcode Artikel 2.1.16: In geval van kortsluitingen in een net geldt:

d. Voor productie-eenheden die zijn gekoppeld aan netten met een nominale spanning lager dan 110 kV, is ontkoppeling toegestaan bij een spanningsdip, waarbij de restspanning een waarde heeft tussen 0,8 Un en 0,7 Un, na 300 ms. Indien de restspanning een waarde heeft < 0,7 Un mag ontkoppeld worden na 300 ms of na 90% van de kritische kortsluittijd (KKT) indien 300 ms > 0,9 KKT.
e. Voor productie-eenheden die zijn gekoppeld aan netten met een nominale spanning van 110 kV en hoger is ontkoppeling toegestaan bij een spanningsdip, waarbij de restspanning een waarde heeft < 0,7 Un, na 300 ms of na 90% van de kritische kortsluittijd (KKT) indien 300 ms > 0,9 KKT.
f. Indien een productie-eenheid door een kortsluiting in het net van het net gescheiden wordt, dient de productie-eenheid binnen 30 minuten nadat de kortsluiting opgeheven is, stabiel bedrijf te kunnen voeren parallel aan het net met alle generatoren in bedrijf. Dit geldt niet indien het wederkeren van de netspanning langer duurt dan één uur.

4.5 Anders

Ten behoeve van artikel 16(2)(a)(ii):

Het concept van de Duitse VDE-AR-N 4130 "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb" (zie Annex) specificeert in paragraaf 10.2.1.1 het gedrag voor quasi stationair bedrijf.

Ten behoeve van artikel 16(3):
Voor de aansluiting van Wind op Land zijn op dit moment spanningseisen gedefinieerd waar deze aan moeten voldoen. Deze waarden zijn echter nog niet in een code vastgelegd.

Uittreksel "SOC 11-175 Wind Farm Connection Requirements 5 9, hoofdstuk 2.1":

2.1. Frequency and Voltage Envelope

Frequency

Requirements regarding frequency envelope are shown in Table 1.

Table 1

Synchronous Area	Frequency Range	Time period for operation
Continental Europe	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	30 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes

Voltage

In the Dutch Transmission System, unlimited operation is required for all voltage levels from 0.9pu up to 1.1pu of the nominal voltage, at the Connection Point of the Power Park Module, disconnection is only allowed below 0.7pu. The nominal voltage levels are: 110 kV, 150 kV, 220 kV and 380 kV.
The requirements regarding voltage envelope are shown in table 2 for 110 kV, 150 kV, 220 kV and 380 kV.

Table 2

Voltage Range	Voltage Range	Time period for operation
110 kV, 150kV or 220 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Unlimited
	1.118 pu – 1.150 pu	60 minutes
>300 kV	340 kV – 360 kV	60 minutes
	360 kV – 420 kV	Unlimited
	420 kV – 440 kV	60 minutes

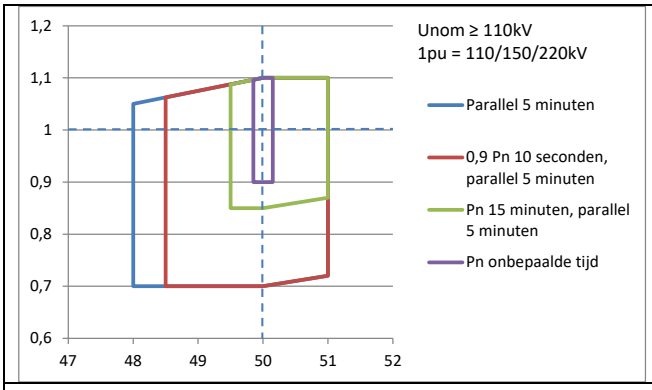
De hierboven genoemde warden zijn tevens in overeenstemming met de in Netcode paragraaf 2.6 opgenomen voorwaarden voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee.

5. Overwegingen

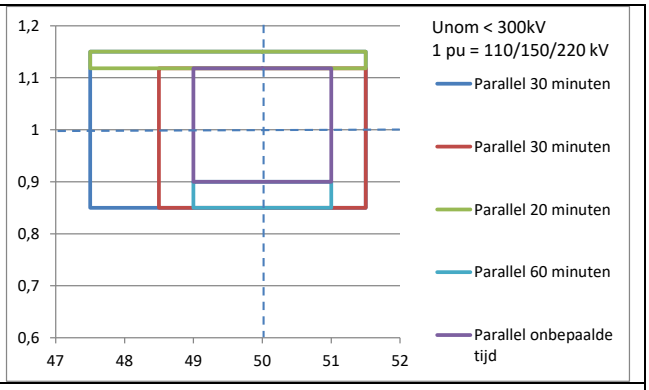
In RfG artikel 16(2)(a)(iv) is gesteld dat in de 380kV-netten een per-unit spanning van 1 pu is gedefinieerd als 400kV. In de hoogspanningsnetten van andere spanningsniveaus is in Nederland de per-unit spanning van 1 pu gedefinieerd als 110kV, 150kV en 220kV.

Ten aanzien van RfG artikel 16(2)(a)(i):
In de huidige Systeemcode (artikel 2.1.13 en bijlage 3) is gespecificeerd dat elektriciteitsproductie-eenheden, aangesloten op netten met een spanning van 110kV en hoger, minimaal 20 minuten gekoppeld moeten blijven bij een spanning van maximaal 1,1 pu. Voor het 380kV-net is in de huidige Systeemcode 1,1 pu gelijk aan 418 kV. Volgens artikel 16(2)(a)iv van de RfG is de referentiespanning gewijzigd van 380 kV naar 400 kV en komt derhalve een spanning van 1,1 pu overeen met 440 kV. Een bedrijfsperiode van 20 minuten wordt geacht voldoende lang te zijn voor het kunnen uitvoeren van operationele maatregelen ter reductie van hoge spanningen.
De bovenwaarde (1,118 pu) van de spanningsband voor onbeperkte tijdsperiode voor 110kV-, 150kV- en 220kV-netten lijkt afgeleid te zijn van de internationale standaard IEC 60071-2, die waarden specificeert voor de maximum systeemspanning (Highest voltage for equipment (Um)). De maximum waarden voor 110kV- en 220kV-netten zijn 123 kV en 245 kV. Die waarden komen overeen met 1,118 pu en 1,114 pu.

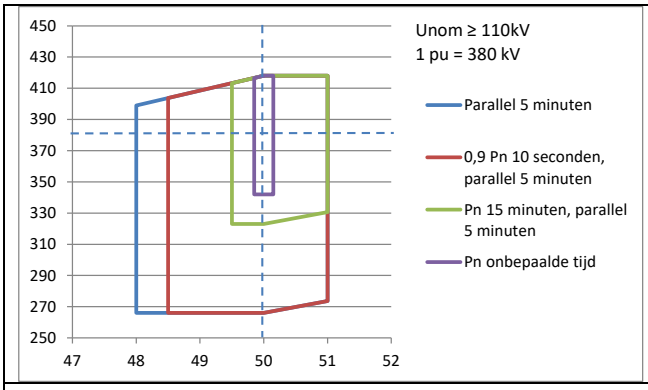
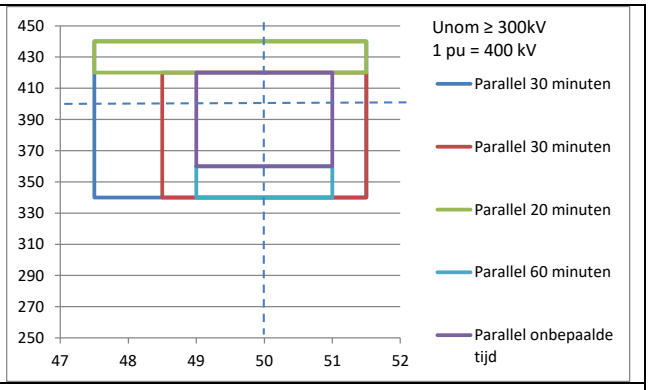
Ten aanzien van RfG artikel 16(2)(a)(ii):
De bepaling is een "kan"-bepaling. In de huidige situatie is het niet gewenst gebruik te maken van deze bepaling voor kortere perioden in gevallen van gelijktijdige overspanning en onderfrequentie en in gevallen van gelijktijdige onderspanning en overfrequentie. De gecombineerde spannings- en frequentie-eisen (U/f-profiel, zoals weergegeven in de onderstaande figuren) gelden alleen tijdens quasi-stationair bedrijf. Het quasi-stationair bedrijf is gedefinieerd door een spanningsgradiënt van maximaal 0,05 pu/min en een frequentiegradiënt van maximaal 0,5 %/min (uit VDE-AR-N 4130 (zie Annex)).
Onderstaande figuren geven de U/f-profielen weer. Voor netten van 110kV, 150kV en 220kV zijn de spanningen in pu aangegeven. Voor netten van hogere spanningen in kV (vanwege de definities van 1 pu).



U/f-profiel volgens Systeemcode artikel 2.1.13 voor productie-eenheden op 110/150/220kV-niveau



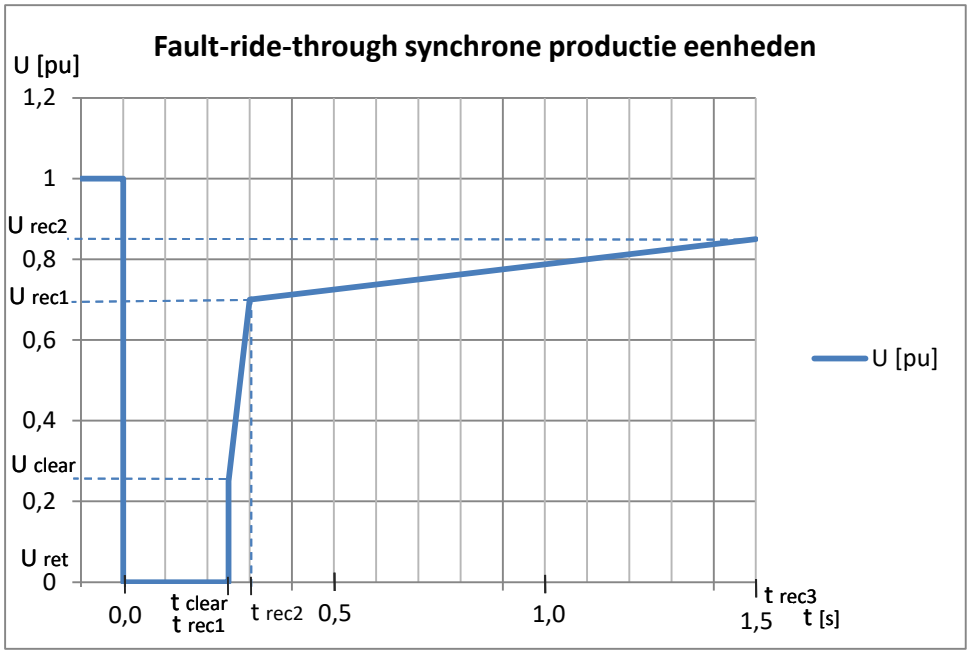
U/f-profiel volgens RfG artikel 13 en 16 voor productie-eenheden op 110/150/220kV-niveau

(spanning in pu en frequentie in Hz)	(spanning in pu en frequentie in Hz)
	
U/f-profiel volgens Systeemcode artikel 2.1.13 voor productie-eenheden op 380kV-niveau (spanning in kV en frequentie in Hz)	U/f-profiel volgens RfG artikel 13 en 16 voor productie-eenheden op 400kV-niveau (spanning in kV en frequentie in Hz)

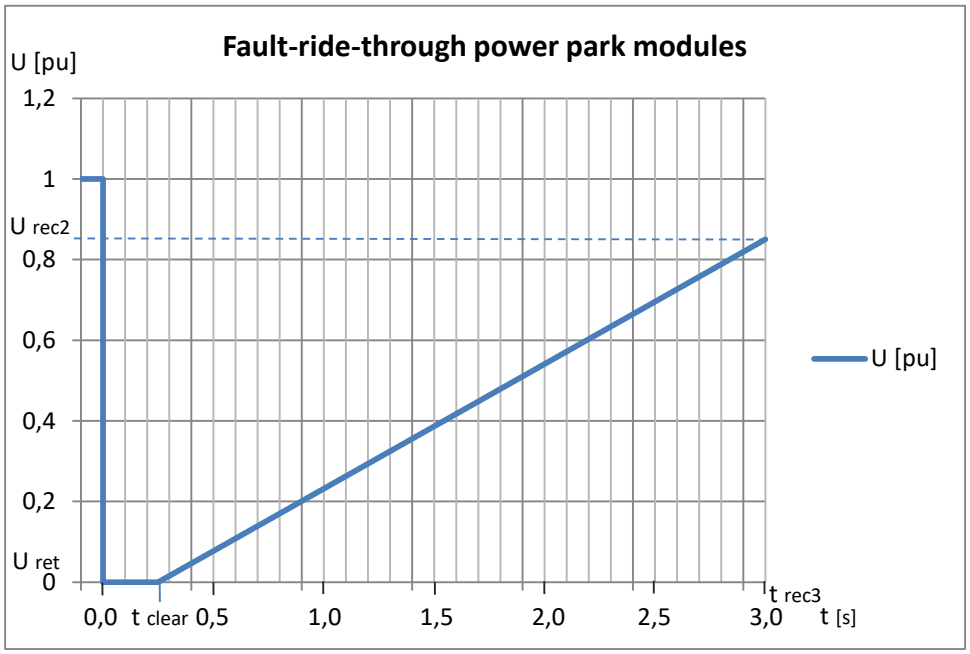
<u>Ten aanzien van RfG artikel 16(2)(b):</u>
De bepaling is een "kan"-bepaling. In de huidige situatie is er geen behoefte om deze bepaling in te vullen.

<u>Ten aanzien van RfG artikel 16(2)(c):</u>
De bepaling is een "kan"-bepaling. In de huidige situatie is er geen behoefte om deze bepaling in te vullen..

<u>Ten aanzien van RfG Artikel 16(3)(a)(i)</u>
Voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden zijn de waardes van U_{ret} en U_{clear} voorgeschreven: respectievelijk 0 pu en 0,25 pu. De waardes van U_{rec1} en U_{rec2} worden in deze NLE ingevuld. Ook de tijdwaardes t_{clear}, t_{rec1}, t_{rec2} en t_{rec3} worden in deze NLE ingevuld. Hierbij is het in principe van belang om zoveel mogelijk elektriciteitsproductie-eenheden zolang mogelijk aan het net gekoppeld te houden. Conform de huidige Systeemcode moeten de elektriciteitsproductie-eenheden met een nominale spanning van 110kV en hoger bij een restspanning kleiner dan 0,7 pu minimaal 0,3 s gekoppeld blijven. Deze waarden zijn gekozen om de maximale robuustheid van het systeem te bevorderen. De tijd van 0,3 s is gebaseerd op het correct kunnen functioneren van de beveiliging inclusief de back-up functie. Om zo dicht mogelijk bij de huidige Systeemcode te blijven, wordt voor t_{clear} de waarde van 0,25 s gekozen (die het dichtst bij de 0,3 s van de huidige systeemcode ligt) en wordt voor t_{rec1} de waarde van 0,3 s gekozen. Voor de bijbehorende spanning wordt hierom voor U_{rec1} de waarde 0,7 pu gekozen. Tijdparameter t_{rec2} is gelijk aan t_{rec1} gekozen.
Conform RfG artikel 16(2)(a) moet bij een restspanning tussen 0,85 en 0,90 pu de eenheid minimaal 60 minuten gekoppeld blijven. En conform Systeemcode bijlage 3 (aangesloten op een netten met een spanning van 110 kV of hoger) wordt geëist dat de eenheid bij een restspanning van minimaal 0,85 pu tenminste 20 minuten parallel aan het net moeten blijven. Voor kortsluittijden tot t_{rec3} wordt hierom gekozen voor de overeenkomstige minimum waarde van het spanningsbereik van RfG 16(2)(a), waardoor U_{rec2} gelijk is aan 0,85. De waarde van t_{rec3} is dan 1,5 s.



Voor power park modules zijn de spanningswaardes door RfG voorgeschreven. De waarde van t_{clear} en t_{rec3} kunnen in deze NLE gekozen worden. Voor de waarde van t_{clear} wordt 0,25 s gekozen, conform het huidige Netcode artikel 2.6.9, en wordt voor t_{rec3} de waarde van 3,0 s gekozen, eveneens conform het huidige Netcode artikel 2.6.9.



Ten aanzien van RfG Artikel 16(3)(a)(ii)
De in de systeemcode in artikel 2.1.16 gedefinieerde fault-ride-through-capaciteit noemt geen kortsluit-vermogen vóór en na de storing. De arbeidsfactor van de eenheid vóór de storing wordt eveneens niet gedefinieerd. Wel wordt in artikel 5.2.2.1 van de Netcode de blindvermogenslevering of -opname in het normale bedrijfspunt gedefinieerd. Hierbij wordt rekening gehouden met de bepalingen in Netcode artikelen 2.1.5.6, 2.1.5.6a, 2.5.4.2 en 2.5.4.3 betreffende het bereik van de arbeidsfactor van de productie-eenheden.
Het kortsluitvermogen op het aansluitpunt beïnvloedt de stabiliteit van de productie-eenheid. Het kortsluitvermogen op het aansluitpunt zegt iets over de robuustheid van het netwerk voor verstoringen in het net. Het kortsluitvermogen in het net verandert ten gevolge van topologieveranderingen in het net en ook ten gevolge van de opwekportfolio. Daarom is het van belang dat de minimale kortsluitstroom op het aansluitpunt vóór en na de fout berekend zijn zodat deze informatie gebruikt kan worden bij het ontwerp van de elektriciteitsproductie-eenheid.
Voor een eenduidige berekening van de mogelijkheid van een productie-eenheid om te voldoen aan de fault-ride-through eisen is het bedrijfspunt van de eenheid waarin de fault-ride-through berekend wordt van belang.
TenneT voert de kortsluitstroomberekeningen uit volgens de methode waarin door middel van loadflowberekeningen eerst de werkelijke spanning wordt berekend. De berekeningen worden uitgevoerd op basis van de netconfiguratie in het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument (KCD). Daarbij worden alle productie-eenheden die beschikken over een aansluit- en transportovereenkomst op het HS en EHS-net ingezet, zodat zij een bijdrage zullen leveren aan het totale kortsluitvermogen. Daarnaast wordt rekening gehouden de contributies uit het buitenland volgens de opgaven van de TSB's in de ons omringende landen. Hiermee wordt de maximale kortsluitstroom berekend. De berekeningen worden voor maximaal 3 jaren gedurende de KCD-periode gemaakt (eerste, middelste en laatste jaar). Hierbij wordt de subtransiënte kortsluitstroom (I_k'') berekend. Voor de minimale kortsluitstroom wordt de helft van de maximale waarde genomen.
Het bedrijfspunt voor het bepalen van de fault-ride-through wordt gedefinieerd als het bedrijfspunt met nominaal werkzaam vermogen en blindvermogen zoals in artikel 5.2.2.1 van de Netcode (normale bedrijfstoestand).

Ten aanzien van RfG Artikel 16(3)(c)
De in de systeemcode in artikel 2.1.16 gedefinieerde fault-ride-through-capaciteit maakt geen onderscheid tussen symmetrische of asymmetrische storingen. Momenteel zijn er in de Nederlandse systeemcode geen aparte eisen gedefinieerd voor asymmetrische fouten. Op het moment is er geen aanleiding om hier van af te wijken.

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

RfG Artikel 16(2)(a)(i):
Voorstel is de tijdsduur van de bedrijfsperiode voor spanningen tussen 1,118 pu en 1,15 pu in netten met nominale spanning tussen 110 kV (inclusief) en 300 kV (exclusief) en voor spanningen tussen 1,05 pu en 1,10 pu in netten met nominale spanning tussen 300 kV (inclusief) en 400 kV op 20 minuten te definiëren.

Tabel 6.1 Netten met nominale spanning tussen 110 kV (inclusief) en 300 kV (exclusief)

Synchrone zone	Spanningsbereik	Bedrijfsperiode
Continentaal Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Onbeperkt
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minuten

Tabel 6.2 Netten met nominale spanning tussen 300 kV (inclusief) en 400 kV

Synchrone zone	Spanningsbereik	Bedrijfsperiode
Continentaal Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,90 pu – 1,05 pu	Onbeperkt
	1,05 pu – 1,10 pu	20 minuten

RfG Artikel 16(2)(a)(ii):
Het voorstel is om geen gebruik te maken van de mogelijkheid kortere bedrijfsperioden toe te staan voor perioden van gelijktijdige overspanning en onderfrequentie en voor perioden van gelijktijdige onderspanning en overfrequentie. De gecombineerde spannings- en frequentie-eisen gelden alleen tijdens quasi-stationair bedrijf. Het quasi-stationair bedrijf is gedefinieerd door een spanningsgradiënt van maximaal 0,05 pu/min en een frequentiegradiënt van maximaal 0,5 %/min.

RfG Artikel 16(2)(b):
Er wordt momenteel geen voorstel gedaan omdat er geen noodzaak is de spanningsbanden of minimumbedrijfsperiodes uit te breiden.

RfG Artikel 16(2)(c):
Er wordt momenteel geen voorstel gedaan omdat er geen noodzaak is voor automatische ontkoppeling als functie van de spanning.

RfG Artikel 16(3)(a)(i)
Parameters voor figuur 3 voor de fault-ride-through-capaciteit van synchrone elektriciteitsproductie-eenheden

Spanningsparameters [p.u.]		Tijdsparameters [s]	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,25
U_{clear}	0,25	t_{rec1}	0,3
U_{rec1}	0,70	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5

Parameters voor figuur 3 voor de fault-ride-through-capaciteit van power park modules

Spanningsparameters [p.u.]		Tijdsparameters [s]	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,25
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	3,0

Indien een elektriciteitsproductie-eenheid redelijkerwijs niet aan de parameter t_{clear} van de fault-ride-through curve kan voldoen, wordt in overleg tussen de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid en de relevante TSB, rekening houdend met de kritische kortsluittijd, de waarde van t_{clear} vastgesteld en gespecificeerd. Deze waarde wordt opgenomen in de Aansluit- en Transportovereenkomst (ATO).

RfG Artikel 16(3)(a)(ii)

De berekening van het minimum kortsluitvermogen op het aansluitpunt vóór de storing;

Voor minimum kortsluitvermogen wordt aangenomen dat deze de helft bedraagt van het maximum kortsluitvermogen. Het kortsluitvermogen wordt berekend uit het product van de kortsluitstroom en de nominale spanning. Voor de minimale kortsluitstroom geldt als gevolg: $I_{min} = 0,5 \times I_{max}$.

De berekeningen van de maximale kortsluitstromen worden uitgevoerd op basis van de netconfiguratie in het KCD. Daarbij worden alle productie-eenheden die beschikken over een aansluit- en transportovereenkomst op het HS en EHS-net ingezet, zodat zij een bijdrage zullen aan het totale kortsluitvermogen. Daarnaast wordt rekening gehouden de contributies uit het buitenland volgens de opgaven van de TSB's in de ons omringende landen. De berekeningen worden voor maximaal 3 jaren gedurende de KCD-periode gemaakt (eerste, middelste en laatste jaar). Hierbij wordt de subtransiënte kortsluitstroom (I_k'') berekend.

Het werkzaam en blindvermogen van het bedrijfspunt van de elektriciteitsproductie-eenheid op het aansluitpunt vóór de storing en de spanning op het aansluitpunt;

Het bedrijfspunt voor het bepalen van de fault-ride-through is het punt met nominaal werkzaam vermogen en een blindvermogen zoals gedefinieerd in de Netcode artikel 5.2.2 (zie Annex).

De berekening van het minimum kortsluitvermogen op het aansluitpunt na de storing

Voor het minimum kortsluitvermogen op het aansluitpunt ná de storing wordt dezelfde waarde genomen als vóór de storing.

RfG Artikel 16(3)(c)

De fault-ride-through-capaciteit in het geval van asymmetrische storingen is identiek aan de fault-ride-through bij symmetrische storingen.

RfG Artikel 16(4)

De overeenstemming over de synchronisatieapparatuur is project specifiek en wordt opgenomen in het basisontwerp (BO) of in de Aansluit- en Transportovereenkomst (ATO).

7. Annex

Ten behoeve van artikel 16(2)(a)(i) en (ii):
VDE-AR-N 4130 "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb"

10.2.1.1 Quasistationärer Betrieb

In dem gesamten Arbeitsbereich (siehe Bild 4) von 47,5 Hz bis 51,5 Hz und Spannungen im Bereich von 0,85 pu bis 1,1 pu bzw. 1,15 pu (Effektivwerte der verketteten Spannung) müssen die Erzeugungsanlagen im quasistationären Betrieb zu einem Netzparallelbetrieb entsprechend der zeitlichen Mindestanforderungen nach Bild 4 in der Lage sein. Der quasistationäre Betrieb ist definiert durch einen Spannungsgradienten von 0,05 pu/min und einen Frequenzgradienten von < 0,5 % f_n/min.

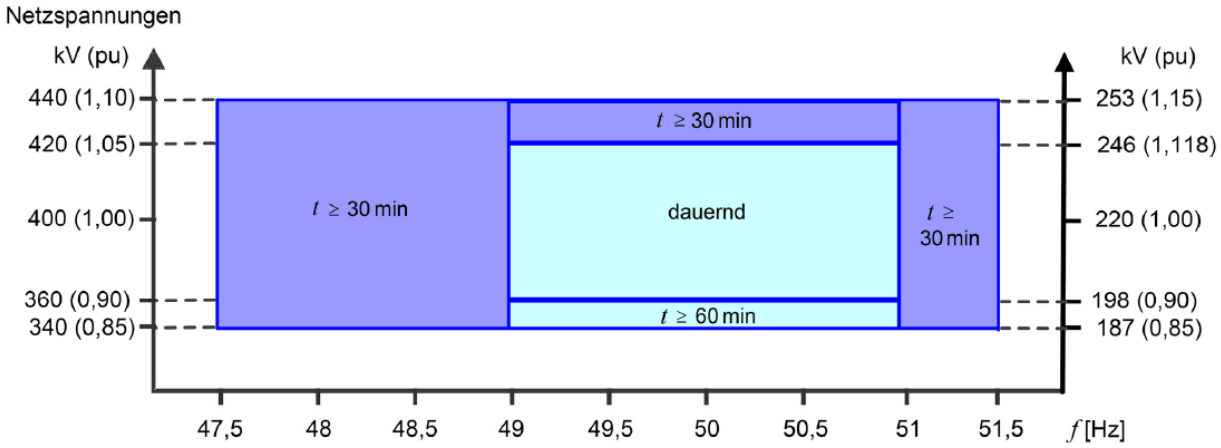


Bild 4 – Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen

Bei quasistationären Netzspannungen ≤ 0,85 pu darf eine Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz erfolgen.

Bei Spannungen im Spannungsbereich von 340 kV bis 350 kV bzw. 187 kV bis 197 kV und der Gefahr der Überlastung von Betriebsmitteln in der Erzeugungsanlage dürfen diese die Wirkleistung reduzieren, um die Erzeugungsanlage in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz zu stützen.

Ten behoeve van artikel 16(3):
Netcode Artikel 5.2.2.1: De netbeheerder bepaalt de helling van de statiek en de referentiewaarde van de automatische spanningsregeling. Indien een productie-eenheid niet bijdraagt aan de blindvermogenshuishouding in de normale bedrijfstoestand moet de referentiewaarde 15 minuten na constatering van een afwijking naar een uitwisseling van 0 Mvar worden teruggebracht, tenzij anders is overeengekomen.

Implementation Guideline
Paragraph 3.9: Fault Ride Through Capability of Generators Connected at 110 kV or above

System characteristics like network topology and generation mix have significant impact on the relevant parameters of the fault-ride-through requirement and should be taken into account reasonably by the relevant network operator when selecting them:

Retained voltage
The retained voltage at or near a fault location will be zero for the phases affected by the fault. Hence, it is important that power generating modules, which are connected at voltage levels, where the faults that shall be withstood originate from, are capable of sustaining a zero retained voltage. At voltage levels of 110 kV or above it is possible, that a considerable amount of generation is located close to a fault location, e. g. in case of a power generating facilities with several generating units, which are connected to the network in the same substation.

Fault clearance time
The specification of the relevant fault clearance time depends on the applied protection schemes and technologies. On the transmission system level of 110 kV and above (which is the relevant domain of faults for FRT requirements), fault clearance in 150 msec by primary protection can be considered reasonable for covering even unfavourable fault locations. If failure of a circuit breaker is included a fault clearance time of 250 msec seems to be an appropriate choice. When specifying the requested fault clearance time parameter, underlying assumptions with regard to protection schemes and settings should be explained for transparency reasons, in particular whether fault clearance by primary protection or backup protection is implied (e. g. coverage of circuit breaker failures will result in longer fault clearance times to be considered).

Pre- and post-fault short-circuit capacity at the connection point
Short-circuit capacity at the connection point also influences the stability of synchronous power generation modules. It represents an equivalent for robustness of the network against disturbances. Though this value will change permanently as a consequence of changes to network topology and generation portfolio the underlying assumptions for its calculations and the corresponding pre- and post-fault values should be determined by calculation of the initial symmetrical short-circuit current to give guidance for the power generating module design.

The abovementioned system characteristics have significant impact on fault-ride-through performance and should be taken into account properly when further specifying the required capabilities. They have in common, that they cannot be described by long-term fixed values, but will vary as a result of changes to the system, both to topology and network and user technologies. Hence, assumptions of future developments need to be made and the parameters selected for exhaustively specifying fault-ride-through capability need to have margins to allow for maintaining the capability on a long-term basis.

Technology characteristics
Given the uncertainty on system characteristics and their future evolution, power generating modules

need to be robust against changes to the system and shall provide fault-ride-through capability also under varying system conditions. Hence, it is an important aspect that best use of the different technical capabilities of the generation technologies is made. Consequently, different voltage-against-time profiles for synchronous power generating modules and power park modules are applied in this network code taking into consideration technical limits and cost implications.
The most debated parameters are the retained voltage during a fault (U_{ret}) and the fault clearance time (t_{clear}), because they both have a significant impact in particular on the design of synchronous generators and control strategy of power park modules during a fault. Fault clearance time is critical for the rotor angle stability of a synchronous generator, because it accelerates during a fault and longer fault clearance times would require more rotational masses in a generator to increase its inertia and limit the acceleration. However, the stability is not only influenced by the fault clearance time, but as well by the generator's pre-fault operating point in terms of apparent power and voltage.
In general terms fault-ride-through capability with a fault clearance time of 150 msec can typically be requested from any admissible operating point of a generator, while the same capability at the long end of 250 msec can be applied only for pre-fault operating points in a limited area of the generator P-Qdiagram. It is therefore insufficient to specify the fault clearance time to be withstood without specifying the operating conditions of the generator under which the successful performance is required. The TSO needs to decide whether priority is given to generality with regard to pre-fault operating conditions of power generating modules (which sets constraints on fault clearance time for successful fault-ride-through performance) or to longer fault clearance times when taking into account circuit breaker failure (which sets constraints on pre-fault operating conditions for successful fault-ride-through performance).

RfG Artikel 17, versie 0.2 (2017-11-03)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eis zoals bepaald in artikel 17(2)(a) en 17(3) van de RfG betreffende eisen voor de aansluiting van synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B op het net.

2. Strekking

Artikel 17(2)(a) geeft de relevante systeembeheerder het recht om de capaciteit voor blindvermogen vast te stellen voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B. Dit is een "kan"-bepaling.
Het artikel geldt krachtens artikel 18(1) niet voor eenheden van type C en krachtens artikel 19(1) niet voor type D.

Artikel 17(3) stelt dat de TSO eisen stelt aan de grootte van het herstel van het werkzame vermogen en de tijd waarin dit bereikt moet worden, voor synchrone productie eenheden type B, na een storing.
Krachtens RfG artikel 18(1) geldt deze bepaling ook voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type C.
Krachtens RfG artikel 19(1) geldt deze bepaling ook voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type D.

3. Definities

N.v.t.

4. Referenties

4.1 NC RfG

Artikel 17(2)(a):
Synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B voldoen aan de volgende aanvullende eisen qua spanningsstabiliteit:

a) wat de capaciteit betreft om blindvermogen te leveren, heeft de relevante systeembeheerder het recht om de capaciteit vast te stellen van een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid om blindvermogen te leveren;

Artikel 17(3):
Wat de robuustheid betreft, zijn synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B in staat om herstel van het werkzaam vermogen na storing te leveren. De relevante TSB stelt de grootte en de tijd voor de capaciteit tot herstel van het werkzaam vermogen vast.

4.2 Implementation Guide document
Geen informatie.

4.3 Netcode

Met betrekking tot artikel 17(2)(a):

2.1.5.6a In afwijking van het bepaalde in 2.1.5.6 mag de arbeidsfactor van een productie-eenheid die is aangesloten op een net met een spanningsniveau van meer dan 1 kV, maar minder dan 110 kV, eventueel in combinatie met de vermogenselektronische netkoppeling, in het overdrachtspunt liggen tussen 0,98 (capacitief) of 0,98 (inductief).

2.5.4. De spanningsregeling
2.5.4.1 Alle productie-eenheden met synchrone generator(en) of vermogenselektronische netkoppelingen zijn voorzien van en worden bedreven met een primaire spanningsregeling waarvan de spanningsstatiek instelbaar is tussen 0% en 10%. De netbeheerder kan op basis van de lokale situatie voor productie-eenheden een cos (phi)-regeling eisen of toestaan.

2.5.4.2 Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau van 50 kV en hoger kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,8 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

2.5.4.3 Alle productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau lager dan 50 kV kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,85 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

2.5.4.4 Over de grenswaarden van de arbeidsfactor zoals genoemd in 2.5.4.2 en 2.5.4.3 vindt tijdig overleg plaats met de netbeheerder, zodat in overleg besloten kan worden tot afwijkende waarden, zodat ook capacitief draaien mogelijk is.

2.5.4.5 De beschikbare capaciteit aan blindvermogen op het aansluitpunt zowel voor het opnemen uit als het leveren aan het net wordt eenmalig vastgesteld.

2.5.4.6 De productie-eenheden zoals bedoeld in 2.5.4.2 en 2.5.4.3 dienen bij verlaagde netspanning de maximaal beschikbare hoeveelheid blindvermogen te kunnen leveren, gedurende de volgende tijdsperioden:

	spanningsdaling	**tijdsperiode**
netten ≥ 110 kV	Un ≥ U ≥ 0,9 Un 0,9 Un > U ≥ 0,85 Un 0,85 Un > U ≥ 0,7 Un	onbeperkt 15 minuten 10 seconden
netten < 110 kV	Un ≥ U ≥ 0,95 Un 0,95 Un > U ≥ 0,85 Un 0,85 Un > U ≥ 0,8 Un	onbeperkt 15 minuten 10 seconden

Met betrekking tot artikel 17(3):

Geen informatie.

4.4 Systeemcode

Met betrekking tot artikel 17(2)(a):

2.1.2 Voor productie-eenheden met een nominaal vermogen groter dan 5 MW en aangesloten op netten met een spanning groter dan of gelijk aan 1 kV gelden de technische eisen die:
a. met betrekking tot de robuustheid van de productie-eenheid zijn neergelegd in de artikelen 2.1.13 tot en met 2.1.17;

2.1.14 Een productie-eenheid moet in staat zijn om in de in bijlage 3 gedefinieerde gebieden het blindvermogen te leveren overeenkomstig het bepaalde in de artikelen 2.5.4.2 tot en met 2.5.4.6 van de Netcode elektriciteit.

Met betrekking tot artikel 17(3):

Artikel 2.1.16.c: Indien een productie-eenheid door een kortsluiting in het net van het net gescheiden wordt, dient de productie-eenheid binnen 30 minuten nadat de kortsluiting opgeheven is, stabiel bedrijf te kunnen voeren parallel aan het net met alle generatoren in bedrijf. Dit geldt niet indien het wederkeren van de netspanning langer duurt dan één uur.

4.5 Anders

Met betrekking tot 17(3):

Zie: "Post-fault active power recovery", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 19 September 2016.
De niet-limitatieve eis specificeert het binnen een gespecificeerde tijd leveren van actief vermogen na het opheffen van een storing in het transmissienet. Het doel van deze niet-limitatieve eis is:

- de gevolgen van een kortstondig verlies van actief vermogen te beperken;
- de frequentie en lokale spanning te stabiliseren na opgeheven storingen op transmissieniveau;
- te voorkomen dat beveiligingen door grote frequentieafwijkingen binnen een synchroon gebied trippen.

5. Overwegingen

Met betrekking tot 17(2)(a):

Vanaf type C zijn in de RfG P-Q/P_{max} diagrammen en U-Q/P_{max} diagrammen van toepassing waarin de Reactive Power Capabilities (niet-limitatieve eis) zijn weergegeven. Voor type B is geen definitiekader vastgesteld. Vanwege eenduidigheid wordt gekozen voor dezelfde wijze van definiëren van capaciteitseisen voor generatoren van type B.

In Nederland is type B gedefinieerd door vermogensgrootte van de generator (van 1 MW tot 50 MW).

Uitgangspunt is om voor type B aan te sluiten bij de huidige eisen voor generatoren in deze categorie zoals vastgelegd in de vigerende Systeemcode en Netcode.

De Systeemcode stelt robuustheidseisen voor eenheden vanaf 5 MW. Deze eisen worden daarom van toepassing verondersteld op alle generatoren uit de categorie type B. Dit resulteert er in dat de eisen ook van toepassing worden voor generatoren met een vermogen van 1 MW tot 5 MW.

In de Netcode zijn de capaciteitseisen nader omschreven in artikelen 2.5.4.2. en 2.5.4.3. (ontwerp arbeidsfactor).

De capaciteitseisen uit de Netcode zijn toegekend op de generatorklemmen, en worden voor de nieuwe eisen omgeschreven naar het overdrachtspunt.

De definitie van arbeidsfactor wordt omgeschreven van Q/P_{max} conform de RfG.

Er wordt gebruikt gemaakt van de mogelijkheid om capacitief 'draaien' mogelijk te maken.

De afwijking van de arbeidsfactor die omschreven is in Netcode 2.1.5.6a dient om de blindvermogensinjectie in het net van de netbeheerder te beperken en wordt niet gezien als een capaciteitseis, maar als een voorwaarde die van toepassing is bij de artikelen over bedrijfsvoering. Dit artikel wordt bij de capaciteitseisen buiten beschouwing gelaten.

Met betrekking tot 17(3):

In de vigerende Systeemcode is in artikel 2.1.16.c een bepaling opgenomen voor herstel na een storing. Deze bepaling geldt voor herstel nadat een elektriciteitsproductie-eenheid van het net af is geschakeld. De bepaling in RfG artikel 17(3) heeft echter betrekking op herstel na een storing in het net, waarbij de elektriciteitsproductie-eenheid niet is afgeschakeld. Binnen Entso-E verband wordt uitgegaan van "zo snel mogelijk", binnen de technische mogelijkheden en afhankelijk van de diepte van de spanningsdip. Tijden, die genoemd worden, zijn: maximaal 6 s bij een restspanning van 0,2 pu of kleiner en maximaal 3 s bij een restspanning groter dan 0,2 pu. Vooralsnog is het voorstel: zo snel mogelijk.

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

Artikel 17(2)(a):
Voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B wordt, wat de capaciteit betreft om blindvermogen te leveren, als eis gesteld dat deze voldoen aan de niet-limitatieve eis zoals aangegeven in het P-Q/P_{max} diagram en U-Q/P_{max} diagram conform type C.

Artikel 17(3):
Synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D moeten zo snel mogelijk herstel van het werkzaam vermogen leveren.

7. Annex

Paragraaf 2.5.4 van de Nederlandse Netcode

2.5.4 De automatische spanningsregeling

2.5.4.1 Alle productie-eenheden met synchrone generator(en) of vermogenselektronische netkoppelingen zijn voorzien van en worden bedreven met een primaire automatische spanningsregeling waarvan de spanningsstatiek helling instelbaar is tussen 0% en 10%. De netbeheerder kan op basis van de locale situatie voor productie-eenheden een cos (phi)-regeling eisen of toestaan.

2.5.4.2 Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau van 50 kV en hoger kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,8 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

2.5.4.3 Alle productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau lager dan 50 kV kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,85 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

2.5.4.4 Over de grenswaarden van de arbeidsfactor zoals genoemd in 2.5.4.2 en 2.5.4.3 vindt tijdig overleg plaats met de netbeheerder, zodat in overleg besloten kan worden tot afwijkende waarden, zodat ook capacitief draaien mogelijk is.

2.5.4.5 De beschikbare capaciteit aan blindvermogen op het netaansluitpunt zowel voor het opnemen uit als het leveren aan het net wordt eenmalig vastgesteld.

2.5.4.6 De productie-eenheden zoals bedoeld in 2.5.4.2 en 2.5.4.3 dienen bij verlaagde netspanning de maximaal beschikbare hoeveelheid blindvermogen te kunnen leveren, gedurende de volgende tijdsperioden:

	spanningsdaling	tijdsperiode
netten ≥ 110 kV	Un ≥ U ≥ 0,9 Un 0,9 Un > U ≥ 0,85 Un 0,85 Un > U ≥ 0,7 Un	onbeperkt 15 minuten 10 seconden
netten < 110 kV	Un ≥ U ≥ 0,95 Un 0,95 Un > U ≥ 0,85 Un 0,85 Un > U ≥ 0,8 Un	onbeperkt 15 minuten 10 seconden

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 18

RfG Artikel 18, versie 05 (2017-11-15)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in18(2)(a), 18(2)(b)(i) en 18(2)(b)(iv) van NC RfG.

2. Strekking

Dit betreft een eis tot de levering van extra blindvermogen ter compensatie van het gevraagde blindvermogen door de lijn of –kabel waarmee de synchrone eenheid is aangesloten op het net en een eis tot de levering van blindvermogen bij de maximumcapaciteit voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type C.
Krachtens NC RfG artikel 19(1) gelden deze bepalingen ook voor eenheden van het type D.

3. Definities

aansluitpunt: het punt waarop de elektriciteitsproductie-eenheid, de verbruikersinstallatie, het distributiesysteem of het HVDC-systeem is aangesloten op een transmissiesysteem, een offshore netwerk, een distributiesysteem, inclusief gesloten distributiesystemen, of een HVDC-systeem, als vastgelegd in de aansluitovereenkomst;

synchrone elektriciteitsproductie-eenheid: een ondeelbaar geheel van installaties die samen elektrische energie kunnen opwekken op dusdanige wijze dat de frequentie van de opgewekte spanning, het toerental van de generator en de frequentie van de netspanning in constante verhouding tot elkaar staan en dus synchroon lopen;

blindvermogen (ook „reactief vermogen” genoemd):de imaginaire component van het schijnbaar vermogen bij de grondfrequentie, doorgaans uitgedrukt in kilovar („kVAr”) of megavar („MVAr”);

4. Referenties

4.1 NC RfG

2. Synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type C voldoen aan de volgende aanvullende eisen qua spanningsstabiliteit:
   a) wat de capaciteit voor het leveren van blindvermogen betreft, kan de relevante systeembeheerder de levering van extra blindvermogen eisen wanneer het aansluitpunt van de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid noch gelegen is op de hoogspanningsaansluiting van de machinetransformator naar het spanningsniveau van het aansluitpunt, noch op de klemmen van de draaistroomgenerator als er geen machinetransformator wordt gebruikt. Dit aanvullend blindvermogen moet de vraag om blindvermogen van de hoogspanningslijn of -kabel tussen de hoogspanningsklemmen van de machinetransformator van de synchrone

elektriciteitsproductie-eenheid, of de draaistroomgeneratorklemmen daarvan als geen machinetransformator bestaat, en het aansluitpunt compenseren en wordt geleverd door de eigenaar van die hoogspanningslijn of -kabel;

b) wat de capaciteit voor het leveren van blindvermogen bij de maximumcapaciteit betreft:

i) de relevante systeembeheerder stelt, in overleg met de relevante TSB, de capaciteit voor het leveren van blindvermogen bij variërende spanning vast. In dat verband specificeert de relevante systeembeheerder een U-Q/ P_{max}-profiel binnen de grenzen waarvan de synchrone productie-eenheid in staat is blindvermogen te leveren bij zijn maximumcapaciteit. Het vastgestelde U-Q/P_{max}-profiel kan elke vorm aannemen, waarbij rekening wordt gehouden met de potentiële kosten van het leveren van capaciteit tot levering van blindvermogen bij hoge spanningen en tot opname van blindvermogen bij lage spanningen;

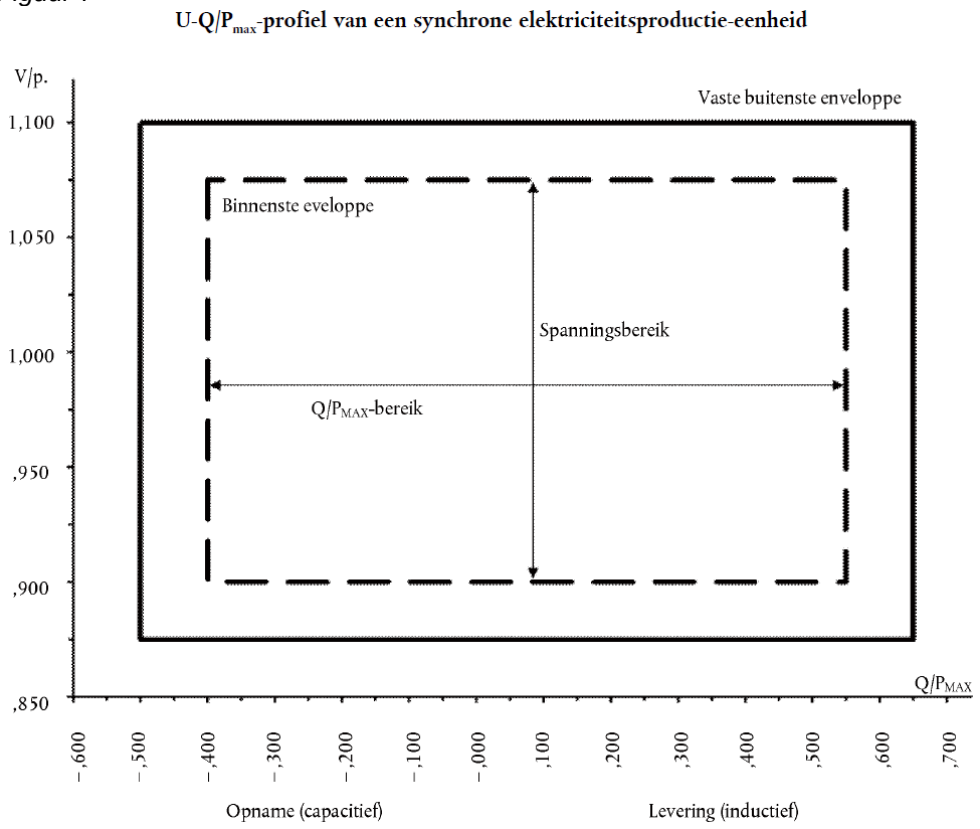
ii) het U-Q/P_{max}-profiel wordt vastgesteld door de relevante systeembeheerder in overleg met de relevante TSB, overeenkomstig de volgende beginselen:
— het U-Q/P_{max}-profiel blijft binnen de U-Q/P_{max}-envelop, in figuur 7 getoond als de binnenste envelop;
—de dimensies van de U-Q/P_{max}-envelop (Q/P_{max}-bereik en spanningsbereik) liggen binnen het in tabel 8 gespecificeerde bereik voor elke synchrone zone, en
— de positie van de U-Q/P_{max}-envelop ligt binnen de grenzen van de in figuur 7 getoonde buitenste envelop;

iii) de eis qua capaciteit om blindvermogen te leveren, geldt op het aansluitpunt. Voor andere dan rechthoekige profielvormen geeft het spanningsbereik de hoogste en laagste waarden. Het volledig blindvermogen wordt derhalve niet verwacht beschikbaar te zijn in het gehele spanningsbereik in stationaire toestand;

iv) de synchrone productie-eenheid is in staat om binnen passende tijdsperiodes over te gaan tot elk bedrijfspunt binnen zijn U-Q/P_{max}-profiel in de richting van de gewenste waarde, zoals gevraagd door de relevante systeembeheerder;

Het diagram toont de grenzen van een U-Q/P_{max}-profiel bij de spanning op het aansluitpunt, uitgedrukt als de verhouding tussen de feitelijke en de referentie 1 pu-waarde ervan, ten opzichte van de verhouding tussen het blindvermogen (Q) en de maximumcapaciteit (P_{max}). De positie, omvang en vorm van de binnenste envelop zijn indicatief.

Figuur 7



Tabel 8 Parameters voor de in figuur 7 getoonde binnenste envelop

Synchrone zone	**Maximumbereik van Q/P$_{max}$**	**Maximumbereik van de stationaire spanning, uitgedrukt in pu**
Continentaal Europa	0,95	0,225

4.2 Implementation Guide document

Zie Annex (hoofdstuk 7).

4.3 Netcode

Voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden geeft de Netcode geen U-Q/P$_{max}$-profiel.
Alleen ten aanzien van de offshore-power park module geeft de Netcode een U-Q/Pmax-profiel.
In artikel 2.5.4.6 vermeldt de Netcode eisen voor op hoogspanningsnetten aangesloten productie-eenheden ten aanzien van tijdsperiode dat deze eenheden bij verlaagde netspanning de maximale beschikbare hoeveelheid blindvermogen kunnen leveren.

Artikel 2.5.4.2: Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau van 50 kV en hoger kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,8 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

Artikel 2.5.4.3: Alle productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau lager dan 50 kV kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,85 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

Artikel 2.5.4.4: Over de grenswaarden van de arbeidsfactor zoals genoemd in 2.5.4.2 en 2.5.4.3 vindt tijdig overleg plaats met de netbeheerder, zodat in overleg besloten kan worden tot afwijkende waarden, zodat ook capacitief draaien mogelijk is.

Artikel 2.5.4.5: De beschikbare capaciteit aan blindvermogen op het netaansluitpunt zowel voor het opnemen uit als het leveren aan het net wordt eenmalig vastgesteld.

Artikel 2.5.4.6: De productie-eenheden zoals bedoeld in 2.5.4.2 en 2.5.4.3 dienen bij verlaagde netspanning de maximaal beschikbare hoeveelheid blindvermogen te kunnen leveren, gedurende de volgende tijdsperioden:

	spanningsdaling	**tijdsperiode**
netten ≥ 110 kV	Un ≥ U ≥ 0,9 Un 0,9 Un > U ≥ 0,85 Un 0,85 Un > U ≥ 0,7 Un	onbeperkt 15 minuten 10 seconden
netten < 110 kV	Un ≥ U ≥ 0,95 Un 0,95 Un > U ≥ 0,85 Un 0,85 Un > U ≥ 0,8 Un	onbeperkt 15 minuten 10 seconden

Artikel 5.2.2.1: De netbeheerder bepaalt de instelling van de statiek helling en de referentiewaarde van de primaire automatische spannings-regeling. Indien een productie-eenheid niet bijdraagt aan de blindvermogenshuishouding in de normale bedrijfstoestand moet de referentiewaarde 15 minuten na constatering van een afwijking naar een uitwisseling van 0 Mvar worden teruggebracht, tenzij anders is overeengekomen.

4.4 Systeemcode

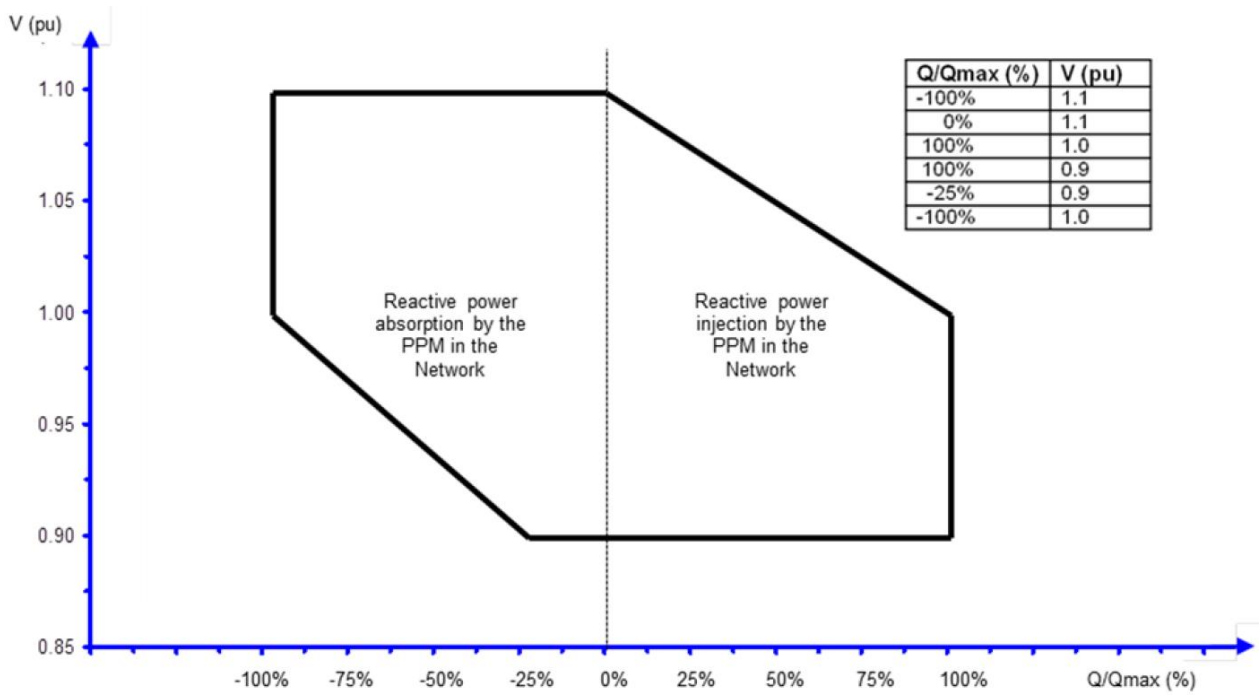
De systeemcode geeft geen U-Q/Pmax-profiel.
In bijlage 3 is een diagram opgenomen dat het verband specificeert voor het werkzame vermogen P bij afwijkende waarden voor spanning en frequentie.

4.5 Anders

<u>Betreffende RfG artikel 18(2)(b)i:</u>
TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25), paragraaf 2.3: "Steady-State Reactive Power capability depending on the operating voltage at the Connection Point of the Power Park Module expressed by the V - Q/Qmax profile".
In paragraph 2.2 the Reactive Power capability is defined. These requirements are lowered in certain ranges of the operational voltage at the Connection Point of the Power Park Module:

- Lowered requirement for absorption from the grid in case of low operational voltages;
- Lowered requirement for injection in the grid in case of high operational voltages;

The adjustments are represented in Figure 2 by a black line, the coordinates are represented in the accompanying table.
The required Reactive Power capability depending on the operational voltage at the Connection Point of the Power Park Module is expressed as a percentage of the minimum Reactive Power capability indicated in paragraph 2.2.



Q/Qmax (%)	V (pu)
-100%	1.1
0%	1.1
100%	1.0
100%	0.9
-25%	0.9
-100%	1.0

Figure 2 – Reactive Power capability diagram depending on the operational voltage at the Connection Point of the Power Park Module

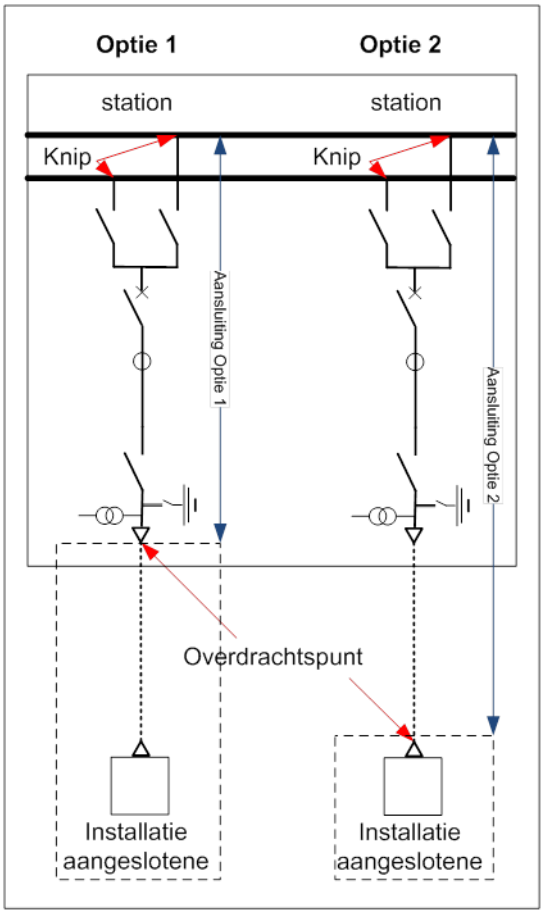
In case a Power Park Module has a Reactive Power capability beyond the voltage range specified by Figure 2, the Reactive Power capability shall not be deliberately limited.

<u>Betreffende RfG artikel 18(2)(b)iv:</u>
TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25), paragraaf 2.4: " Reactive Power Control Modes".
The Power Park Module shall be capable of providing Reactive Power automatically by either Voltage Control mode, Reactive Power Control mode or Power Factor Control mode. Set Point values relate to the Connection Point of the Power Park Module. The Set Point is coupled to the selected Reactive Power Control Mode. In Voltage Control Mode additional requirements apply regarding the Agreed Steady State Reactive Power Exchange at the PCC and allowed deviations from this value. Further information on the implementation of the different Reactive Power Control modes and parameters can be found in the document: "Reactive Power Control of PPMs – Requirements and clarification" (document nr. SON-TRS-15-00016, 4 september 2015). Conform dit document en conform de Nederlandse Netcode, artikel 5.2.2.1 moet van een productie-eenheid, die niet bijdraagt aan de blindvermogenshuishouding in de normale bedrijfstoestand, de referentiewaarde 15 minuten na

constatering van een afwijking naar een uitwisseling van 0 Mvar worden teruggebracht, tenzij anders is overeengekomen.

5. Overwegingen

Betreffende RfG artikel 18(2)(a):
Momenteel kan het overdrachtspunt tussen het net en de aangeslotene gekozen worden op het station of op de installatie van de aangeslotenen (zie hiervoor ook de figuur). Deze keuze wordt mede bepaald door het eigendom van de verbinding. Afhankelijk van de keuze van het aansluitpunt is de levering van blindvermogen door de hoogspanningslijn of –kabel een verantwoordelijkheid van de netbeheerder of van de aangeslotenen. Als het overdrachtspunt bij aangeslotene ligt, is de netbeheerder verantwoordelijk voor het blindvermogen; bij een overdrachtspunt op het station zorgt de aangeslotene voor het blindvermogen.
Bij lange (kabel)verbindingen en netten met de hoogste spanning is het opgewekte blindvermogen door de verbinding aanzienlijk en vergt compensatie hiervan een extra investering.



Een van de uitgangspunten, die worden gehanteerd bij de invulling van de niet-limitatieve eisen uit de code, is zo dicht mogelijk te blijven bij de huidige code of de huidige praktijk. Zoals hierboven omschreven ligt de keuze van de locatie van het overdrachtspunt en daarmee de keuze voor de

verantwoordelijkheid voor compensatie van het (opgewekte) blindvermogen bij de aangeslotene. Voorstel is dan ook dit principe te handhaven en geen gebruik te maken van de "kan bepaling" van dit artikel.

Betreffende RfG artikel 18(2)(b)i:
Het U-Q/P_{max}-profiel heeft de tekenconventie vanuit de productie-eenheid gezien. Dat houdt in dat een positief blindvermogen overeenkomt met levering door de productie-eenheid aan het transmissienet. In dat geval is het werkpunt bij positief werkzaam vermogen (levering) inductief.
Een U-Q/P_{max}-profiel voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden is in de huidige Nederlandse codes niet gespecificeerd. Alleen in artikel 2.5.4.6 is gespecificeerd dat op hoogspanningsnetten aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden ($U_n \geq 110$kV) bij een spanning groter dan of gelijk aan 0,9 pu de eenheid gedurende onbeperkte tijd de maximaal beschikbare hoeveelheid blindvermogen moet kunnen leveren.

Dat bij lage spanning geëist wordt dat de elektriciteitsproductie-eenheid blindvermogen kan opnemen (en bij hoge spanning blindvermogen leveren) hangt samen met de eis van robuustheid (zie RfG, Overwegingen, punt 4) om in geval van storingen spanningsproblemen in de nabijheid van het aansluitpunt van de elektriciteitsproductie-eenheid te ondersteunen.

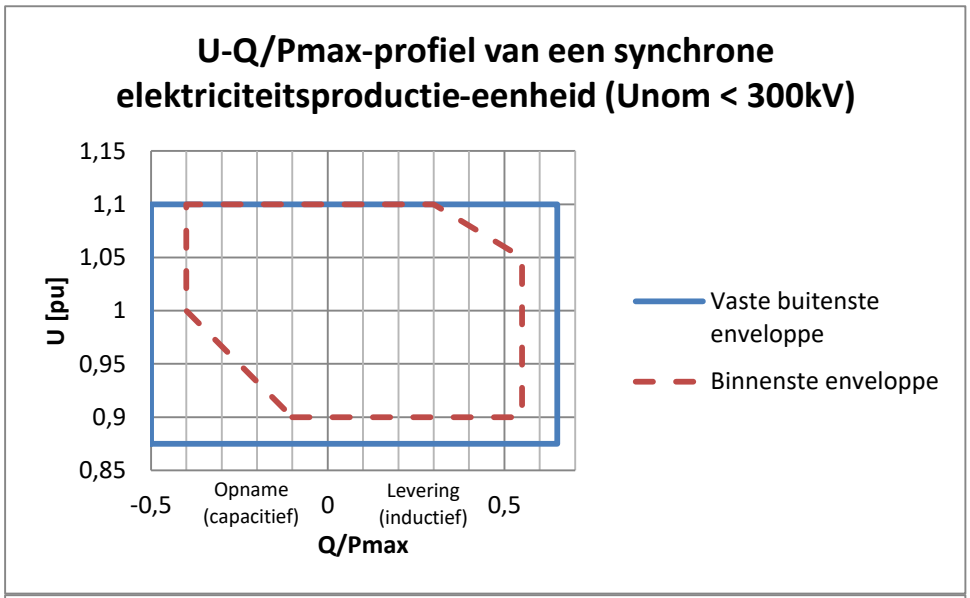
Voor eenheden van het type C ($U_n < 110$kV) is het maximumbereik van de spanning conform tabel 8 bij de bepaling in RfG artikel 18(2)(b) een uitbreiding ten opzichte van de bepaling in artikel 2.5.4.6 van de Nederlandse Netcode, die uitgaat van een spanning van $U \geq 0{,}95$ pu. Voor deze uitbreiding is gekozen omwille van de robuustheid van het systeem, waar in toenemende mate elektriciteitsproductie-eenheden van deze grootte zullen voorkomen.
Voor 380kV-netten heeft de verordening bepaald dat 1 pu 400kV is en niet 380kV. Hierom is voor dat spanningsniveau 1,05 pu de voorlopig gewenste bovengrens. Voor lagere hoogspanningen (1 pu komt overeen met 110 kV, 150 kV of 220 kV) geldt dat niet.

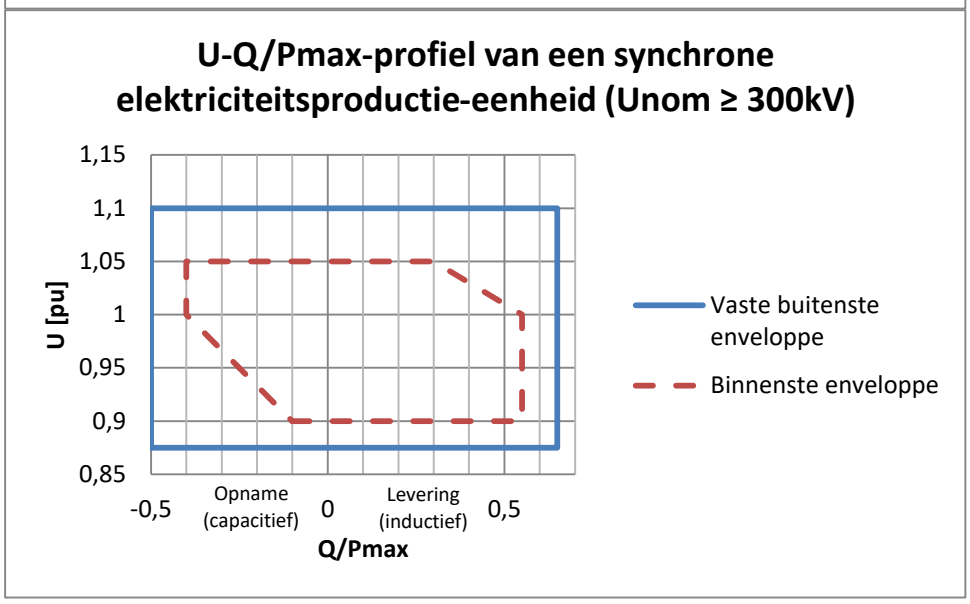
6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

Betreffende NLE RfG artikel 18(2)(a):
Er wordt geen gebruik gemaakt van de in het artikel beschreven eis vanuit de netbeheerder.

Betreffende NLE RfG artikel 18(2)(b)i:
Voorstel voor het U-Q/ P_{max}-profiel binnen de grenzen waarvan de synchrone productie-eenheid in staat is bij variërende spanning blindvermogen te leveren bij zijn maximumcapaciteit in onderstaande figuren. Onderscheid is gemaakt voor generatoren aangesloten op spanningen lager dan 300kV en daarboven. De coördinaten van de hoekpunten zijn opgenomen in de begeleidende tabel.

U_{nom} < 300 kV			U_{nom} ≥ 300 kV		
Q/P_{max}	U [pu]	Cos(φ)	Q/P_{max}	U [pu]	Cos(φ)
-0,1	0,9	0,995	-0,1	0,9	0,995
0,55	0,9	0,88	0,55	0,9	0,88
0,55	1,05	0,88	0,55	1	0,88
0,3	1,1	0,96	0,3	1,05	0,96
-0,4	1,1	0,93	-0,4	1,05	0,93
-0,4	1,0	0,93	-0,4	1,0	0,93
-0,1	0,9	0,995	-0,1	0,9	0,995





Voorstel tot aanpassing van Netcode artikel 2.5.4.6, door verlaging van de grenswaarde van 0,95 Un voor netten < 110 kV naar dezelfde grenswaarde voor netten ≥ 110 kV: 0,9 pu.

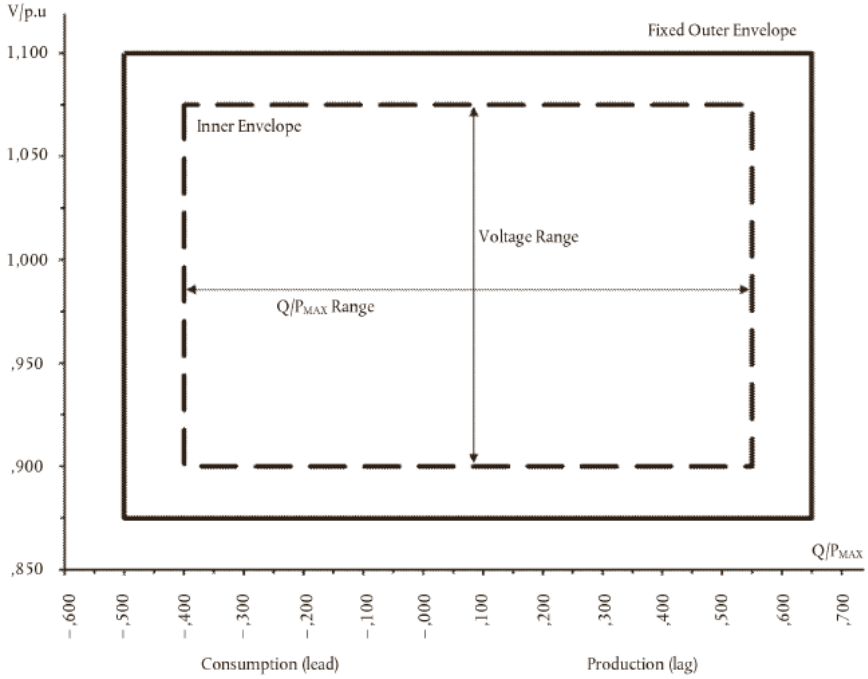
Betreffende RfG artikel 18(2)(b)iv:
De responstijd voor een elektriciteitsproductie-eenheid om over te gaan tot elk bedrijfspunt binnen zijn U-Q/P_{max}-profiel is 15 minuten. Afwijkingen worden overeengekomen en vastgelegd in de ATO.

7. Annex

Implementation Guide document
Paragraph 3.11. Reactive Power Capability at Maximum Capacity (Synchronous Generators)

Objective
Reactive power is a key component in terms of voltage stability, which in turn is the foundation for cross-border trading. The influence on overall system voltage stability is essential for type C and D Power Generating Modules
and will vary with location.
This requirement is focused on the provision of reactive power from Synchronous Power Generating Modules in the steady state to allow the Relevant Network Operator having a sufficient reactive power reserve when the Synchronous Power Generating Module is operating at maximum capacity to keep voltages within the admissible limits.
This requirement is completed by a provision of reactive power when the Power Generating Module operates below maximum capacity (Article 18(2)(c)).
A similar requirement is defined for Power Park Modules (Article 21(3)(b)).
The importance of a wide reactive power capability range is defined by the constantly increasing necessity of effective voltage regulation in the whole network. Voltage regulation becomes more complex because of the continuous change of network topology and characteristics, in particular driven by increasing long-distance power flows due to changes in the generation portfolio. Each Power Generating Module Type C and D shall be capable to participate in system voltage regulation.

NC Frame
The NC requires from the Relevant Network Operator in coordination with the Relevant TSO the definition of the reactive power provision capability in the context of varying voltage.
This requirement is defined by the U-Q/P_{max}-profile expected at the connection point, and it has to be represented through a diagram (see below) expressed by the voltage at the connection point (ratio of actual value and its nominal value, i.e. per unit), against the ratio of the reactive power (Q) and the maximum capacity (P_{max}).
The NC defines several boundaries within which the U-Q/Pmax-profile will have to be defined. These boundaries are:
· A fixed outer envelope, exhaustively defined in the NC
· An inner envelope, which maximum dimensions (Q/P_{max} range and Voltage range) are defined for each synchronous area in the NC.
Note: The position, size and shape of the inner envelope in the diagram below are indicative.



Each Relevant Network Operator in coordination with the Relevant TSO shall locate the inner envelope within the fixed outer envelope and define its own U-Q/P_{max}-profile within the inner envelope. Regional needs regarding reactive power capability shall be taken into (depending on the degree of network meshing, the ratio of infeed and consumption,…) and as a consequence more than one profile is appropriate when regional system characteristics vary significantly within the area of responsibility of a network operator. This UQ/ Pmax profile shall take any shape that does not need to be rectangular. However it shall be taken into account that reactive power production (lagging mode) at high voltages and reactive power consumption (leading mode) at low voltages may not be necessary, which also may put constraints onto power generation design and operation and therefore it should be investigated what capability is actually required.
The Synchronous Power Generating Module shall be capable of moving to any operating point within its U-Q/P_{max} profile in appropriate timescales to target values requested by the Relevant Network Operator.

<u>System characteristics</u>
System characteristics like network topology (e.g. degree of network meshing, the use of overhead power lines or cables, etc.), network loading (ratio of infeed and consumption) and the generation mix, have significant impact on the relevant parameters of the reactive power capability at maximum capacity requirement and should be taken into account reasonably by the relevant network operator when selecting them. For instance, highly meshed and/or heavily loaded networks need more lagging Reactive Power (production), whereas remote networks with modest power flows and low consumption need more leading Reactive Power (consumption) in order to keep the network voltage within the permitted range.
The abovementioned system characteristics should be taken into account properly when further specifying the reactive power capability. They have in common, that they cannot be described by long-term fixed values, but could vary as a result of changes to the system, both to topology and network and user technologies. Hence, assumptions of future developments need to be made and the parameters selected for exhaustively specifying reactive power capability at maximum capacity profile, need to have margins to allow for maintaining the

capability on a long-term basis.

Technology characteristics

Given the expected evolution of the generation mix and the increasing complexity of voltage regulation, it is crucial that every kind of Power Generating Modules (type C and D) contribute to voltage support, based on the best use of the reactive power capabilities of the two different technologies. Consequently, different reactive power capability requirements at maximum Capacity for synchronous power generating modules and for power park modules have been defined in the code, taking into consideration technical limits and cost implications.

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 19

RfG Artikel 19, versie 03 (2017-10-09)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in19(2)(a), 19(2)(b)(v) en 19(3) van NC RfG.

2. Strekking

Dit betreft eisen met betrekking tot spanningsstabiliteit en rotorhoekstabiliteit voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type D.

3. Definities

aansluitpunt: het punt waarop de elektriciteitsproductie-eenheid, de verbruikersinstallatie, het distributiesysteem of het HVDC-systeem is aangesloten op een transmissiesysteem, een offshore netwerk, een distributiesysteem, inclusief gesloten distributiesystemen, of een HVDC-systeem, als vastgelegd in de aansluitovereenkomst;

synchrone elektriciteitsproductie-eenheid: een ondeelbaar geheel van installaties die samen elektrische energie kunnen opwekken op dusdanige wijze dat de frequentie van de opgewekte spanning, het toerental van de generator en de frequentie van de netspanning in constante verhouding tot elkaar staan en dus synchroon lopen;

blindvermogen (ook „reactief vermogen” genoemd):de imaginaire component van het schijnbaar vermogen bij de grondfrequentie, doorgaans uitgedrukt in kilovar („kVAr”) of megavar („MVAr”);

AVR „automatische spanningsregeling” („automatic voltage regulator”): de continu in bedrijf zijnde automatische apparatuur ter regeling van de klemspanning van een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid door middel van vergelijking van de feitelijke klemspanning met een referentiewaarde en regeling van de uitgang van een bekrachtigingsregelsysteem;

PSS „power system stabiliser”: een extra functionaliteit van de AVR van een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid met als doel vermogensschommelingen te dempen;

Rotorhoekstabiliteit: een maat voor het vermogen van synchrone generatoren om synchroon gekoppeld te blijven aan het net, al of niet na een elektrische verstoring van dit net. De primaire verantwoordelijkheid voor het stabiele gedrag van een opwekeenheid ligt bij de producent door de toepassing van adequate regelingen op iedere opwekeenheid.

Frequentiestabiliteit: een maat voor het vermogen van een elektriciteitssysteem om een stabiele frequentie te handhaven na een grote verstoring in het net, waarbij een grote onbalans tussen opwekking en belasting is ontstaan.

Spanningsstabiliteit: een maat voor het vermogen van een elektriciteitssysteem om een stabiele spanning te handhaven in het elektriciteitssysteem na het ontstaan van een verstoring

en de sequentiële opheffing ervan. Een verder onderscheid is nog gemaakt naar de grootte van de verstoring en de tijdsduur van het verschijnsel.

4. Referenties

4.1 NC RfG

2. Synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type D voldoen aan de volgende aanvullende eisen qua spanningsstabiliteit:
   a) de parameters en instellingen van de componenten van het spanningsregelsysteem worden overeengekomen tussen de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie en de relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB;
   b) de onder a) bedoelde overeenkomst heeft betrekking op de specificaties en prestaties van een AVR met betrekking tot de regeling van stationaire en transiënte spanningen en de specificaties en prestaties van het bekrachtigingsregelsysteem. Die laatste omvatten:
      i) de bandbreedtebeperking van het uitgangssignaal om te voorkomen dat de hoogste frequentie van de respons torsie-oscillaties opwekt in andere op het netwerk aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden;
      ii) een onderbekrachtigingsbegrenzer om te voorkomen dat de AVR de 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, indien de omvang van de synchrone productie-eenheid boven een door de relevante TSB bepaalde maximumcapaciteitswaarde ligt.
3. De relevante TSB en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie bereiken overeenstemming over de technische capaciteit van de elektriciteitsproductie-eenheid om bij te dragen tot de rotorhoekstabiliteit onder storingsomstandigheden.

4.2 Implementation Guide document

Geen informatie.

4.3 Netcode

Paragraaf 2.5.7: De uitvoering van de installatie

Artikel 2.5.7.1: De aandrijvende machine vertoont een rustig gedrag.

Artikel 2.5.7.4: Ten behoeve van – eventueel toekomstige – stabiliteitsberekeningen worden de volgende gegevens van generatoren bij aflevering overgelegd:

a. het toegekende schijnbaar vermogen,
b. de toegekende spanning,
c. de toegekende arbeidsfactor.

Artikel 2.5.7.5: Bij productie-eenheden met een vermogen groter dan 2 MW wordt daarenboven de volgende informatie ter beschikking gesteld:

a. de synchrone (langs- en dwars-) impedantie (alleen bij synchrone generatoren),
b. de transiënte impedantie(s) en bijbehorende tijdconstante(n),
c. de subtransiënte impedantie(s) en bijbehorende tijdconstante(n),
d. de statorstrooi-impedantie(s),
e. regelbereik en tijdconstanten van het bekrachtigingscircuit (alleen bij synchrone generatoren),
f. het traagheidsmoment (inclusief dat van de aandrijvende machine),
g. de overdrachtsfunctie en de instelparameters van de automatische spanningsregeling,
h. de overdrachtsfunctie en de instelparameters van de turbineregeling.

Artikel 2.5.7.h (offshore-power park module): De blindvermogen-regelmodus spanning moet leiden tot stabiel en gedempt gedrag van de spanning op het overdrachtspunt van de aansluiting van de offshore-power park module. Als de blindvermogen-regelmodus spanning is, moet het mogelijk zijn het werkpunt van de helling binnen 15 minuten aan te passen, om de uitwisseling van het blindvermogen op het overdrachtspunt van de aansluiting aan te passen.

4.4 Systeemcode

De systeemcode geeft geen nadere informatie betreffende de spanningsregeling, een PSS-functie en de rotorhoekstabiliteit.

4.5 Anders

<u>Betreffende RfG artikel 19(2)(a):</u>

TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25), paragraaf 2.4: "Reactive Power Control Modes".

De tekst is een aangepaste versie van de tekst uit RfG artikel 21(3)(d)(ii) voor een PPM van het type C en D: "For the purposes of Voltage Control mode, the Power Park Module shall be capable of contributing to the voltage at the Connection Point of the Power Park Module, by provision of Reactive Power exchange with the Network with a set point voltage covering at least 0.95 to 1.10pu in steps no greater than 0.01pu with a Slope with a range of at least 2 to 15% in steps no greater than 0.5%". in de RfG is het spanningsbereik van 0,95 tot 1,05 pu en heeft de helling een bereik van 2% tot en met 7%.

Het vervolg van de tekst is identiek aan de bepaling in RfG artikel 21(3)(d)(iv) voor een PPM:

"Following a step change in voltage, the power park module shall be capable of achieving 90 % of the change in reactive power output within a time t_1 to be specified by the relevant network operator in the range of 1 to 5 seconds, and must settle at the value defined by the operating slope within a time t_2 to be specified by the relevant network operator in the range of 5 to 60 seconds, with a steady-state reactive tolerance no greater than 5 % of the maximum reactive power."

De relevante systeembeheerder stelt de tijden vast. Dit is als volgt verwoord:

"The appropriate time t_1 and settling time t_2, will be mutually agreed by TenneT and the Power Generator Facility Owner before commissioning, taking into account the actual Network characteristics."

<u>Betreffende RfG artikel 19(2)(b)v:</u>

TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25), paragraaf 2.4: "Reactive Power Control Modes".
"The voltage control must result in a stable and damped behaviour of the voltage at the Connection Point of the Power Park Module."

5. Overwegingen

Betreffende RfG artikel 19(2)(a):
In de Nederlandse Netcode is in artikel 2.5.7.5 geregeld dat informatie betreffende de productie-eenheden groter dan 2 MW ter beschikking wordt gesteld. Hieronder vallen de overdrachtsfunctie en de instelparameters van de automatische spanningsregeling. Dit is niet in overeenstemming met de bepaling in de RfG, die stelt dat de parameters en de instellingen van het spanningsregelsysteem moeten worden overeengekomen.

Betreffende RfG artikel 19(2)(b)v:
Betreffende de bepaling in de Nederlandse Netcode artikel 2.5.7.1: "De aandrijvende machine vertoont een rustig gedrag" is niet gespecificeerd wat dat precies inhoudt.
Het verband met een PSS-functie voor het dempen van vermogensschommelingen wordt in de Nederlandse Netcode niet gelegd. De maximumcapaciteit waarboven een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid moet worden uitgerust met een PSS-functie, is nog niet eerder door TenneT vastgesteld.

Betreffende RfG artikel 19(3):
In de Nederlandse codes wordt niet gesproken over de rotorhoekstabiliteit.

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

Betreffende NLE RfG artikel 19(2)(a):
Voorstel: De tussen de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie en de relevante TSB overeengekomen parameters en instellingen van de componenten van het spanningsregelsysteem van een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type D worden vastgelegd in een bijlage bij de ATO.

Betreffende RfG artikel 19(2)(b)v:
Synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type D die zijn aangesloten op netten met een spanningsniveau van 220kV en hoger worden uitgerust met een PSS-functie om vermogensoscillaties te dempen.

Betreffende RfG artikel 19(3):

Voorstel: De tussen de relevante TSB en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie overeengekomen technische capaciteit van de elektriciteitsproductie-eenheid om bij te dragen tot de rotorhoekstabiliteit onder storingsomstandigheden, wordt vastgelegd in de ATO.

7. Annex

N.v.t.

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 20

RfG Artikel 20, versie 04 (2018-03-19)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in 20(2)(a), 20(2)(b), 20(2)(c) en 20(3)(a) van NC RfG.

2. Strekking

Dit betreft eisen met betrekking tot spanningsstabiliteit voor power park modules van het type B. Krachtens RfG artikel 21(1) geldt deze bepaling ook voor power park modules van het type C. Krachtens RfG artikel 22 geldt deze bepaling ook voor power park modules van het type D.

3. Definities

aansluitpunt: het punt waarop de elektriciteitsproductie-eenheid, de verbruikersinstallatie, het distributiesysteem of het HVDC-systeem is aangesloten op een transmissiesysteem, een offshore netwerk, een distributiesysteem, inclusief gesloten distributiesystemen, of een HVDC-systeem, als vastgelegd in de aansluitovereenkomst;

power park module: een eenheid of een verzameling van eenheden die elektriciteit opwekt, die ofwel niet-synchroon ofwel via vermogenselektronica met het systeem verbonden is en één aansluitpunt heeft met een transmissiesysteem, een distributiesysteem, inclusief een gesloten distributiesysteem, of een HVDC-systeem;

elektriciteitsproductie-eenheid: een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid of een power park module;

elektriciteitsproductie-installatie: een installatie waarin primaire energie wordt omgezet in elektrische energie en die bestaat uit één of meerdere elektriciteitsproductie-eenheden die via één of meerdere aansluitpunten met een netwerk zijn verbonden;

blindvermogen (ook „reactief vermogen” genoemd):de imaginaire component van het schijnbaar vermogen bij de grondfrequentie, doorgaans uitgedrukt in kilovar („kVAr”) of megavar („MVAr”);

4. Referenties

4.1 NC RfG

2. Power park modules van het type B voldoen aan de volgende aanvullende eisen qua spanningsstabiliteit:
   a) wat de capaciteit inzake blindvermogen betreft, kan de relevante systeembeheerder de capaciteit te bepalen van een power park module om blindvermogen te leveren;
   b) de relevante systeembeheerder kan, in overleg met de relevante TSB, specificeren dat een power park module in staat is snelle foutstroom op het aansluitpunt te leveren

in het geval van symmetrische (driefasen) storingen, en wel onder de volgende voorwaarden:

i) de power park module is in staat snelle foutstroom te leveren:
— door de levering van de snelle foutstroom op het aansluitpunt te waarborgen, of
— door de spanningsafwijkingen aan de klemmen van de afzonderlijke eenheden van de power park module te meten en snelle foutstroom te leveren aan de klemmen van deze eenheden;

ii) de relevante systeembeheerder specificeert in overleg met de relevante TSB:
— hoe en wanneer de spanningsafwijking moet worden vastgesteld en wanneer de spanningsafwijking eindigt;
— de kenmerken van de snelle foutstroom, inclusief het tijdsdomein voor het meten van de spanningsafwijking en de snelle foutstroom, waarvoor de spanning en stroom mag worden gemeten met een methode die afwijkt van de in artikel 2 omschreven methode;
— de timing en nauwkeurigheid van de snelle foutstroom, die verscheidene fasen kan omvatten gedurende een storing en na het afschakelen van de storing;

c) wat de levering van snelle foutstroom in het geval van asymmetrische (1-fase of 2-fasen) storingen betreft, kan relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB, een eis voor asymmetrische stroominjectie vaststellen.

3. Power park modules van het type B voldoen aan de volgende aanvullende eisen op het gebied van robuustheid:

a) de relevante TSB specificeert het herstel van het werkzaam vermogen na de fout waarvoor de power park module kan zorgen, en specificeert:

i) wanneer het herstel van het werkzaam vermogen na de fout begint, gebaseerd op een spanningscriterium;

ii) de maximaal toegestane tijd voor het herstel van het werkzaam vermogen, en

iii) een grootte en nauwkeurigheid voor het herstel van het werkzaam vermogen;

4.2 Implementation Guide document

Implementation Guideline For Network Code “Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” (16 October 2013)

Paragraph 3.13: Reactive Current Injection (Power Park Modules). Zie Annex (hoofdstuk 7).

Volgens deze tekst is een reactieve kortsluitbijdrage nodig in systemen met een grote hoeveelheid niet-synchroon gekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden. De kortsluitstroombijdrage kan worden beschouwd als:

- Zeer snelle component:
  De initiële kortsluitstroombijdrage moet binnen zeer korte tijd beschikbaar zijn om het mogelijk te maken dat de beveiligingen in het transmissienet de fout kunnen identificeren.
- Snelle component:
  Het doel is bij te dragen aan het ondersteunen van de spanning gedurende een kortsluiting en om zodoende de spannings- en rotorhoekstabiliteit te ondersteunen en om een verbeterd startpunt te geven voor het herstel van de spanning.

"Post-fault active power recovery", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 november 2016.

4.3 Netcode
Het leveren van snelle foutstroom door power park modules is in de Nederlandse Netcode niet beschreven. In de Nederlandse Netcode is de snelle foutstroom alleen beschreven voor offshore-power park modules.

Artikel 2.5.1.4: Van de plicht tot het aanbieden van reservevermogen en blindvermogen zijn uitgezonderd productie-eenheden die uitsluitend afhankelijk zijn van één of meer niet-regelbare energiebronnen.

4.4 Systeemcode
Geen informatie.

4.5 Anders
TenneT-document "PV Power Park Module grid connection requirements", paragraph 2.2.2: "Fast acting reactive current injection". Zie Annex (hoofdstuk 7).
Dit document beschrijft de technische eisen waaraan een PV-PPM moet voldoen om op het Nederlandse transmissienet te mogen aansluiten.

5. Overwegingen

<u>Betreffende RfG artikel 20(2)(a):</u>
Artikel 2.5.1.4 uit de Nederlandse Netcode beschrijft dat op hoogspanningsnetten aangesloten productie-eenheden die uitsluitend afhankelijk zijn van één of meer niet-regelbare energiebronnen uitgezonderd zijn van de plicht om blindvermogen te leveren. Op grond van RfG artikel 20(2)(a) en 21(3)(b) moet deze bepaling uit de Netcode vervallen.

Vanaf type C zijn in de RfG P-Q/P_{max} diagrammen en U-Q/P_{max} diagrammen van toepassing waarin de Reactive Power Capabilities (niet-limitatieve eis) zijn weergegeven. Voor type B is geen definitiekader vastgesteld. Vanwege eenduidigheid wordt gekozen voor dezelfde wijze van definiëren van capaciteitseisen voor power park modules van type B.
In Nederland is type B gedefinieerd door vermogensgrootte van de power park module (van 1 MW tot 50 MW). Uitgangspunt is om voor type B aan te sluiten bij de huidige eisen voor power park modules in deze categorie zoals vastgelegd in de vigerende Systeemcode en Netcode.
De Systeemcode stelt robuustheidseisen voor eenheden vanaf 5 MW. Deze eisen worden daarom van toepassing verondersteld op alle power park modules uit de categorie type B. Dit resulteert er in dat de eisen ook van toepassing worden voor power park modules met een vermogen van 1 MW tot 5 MW.
In de Netcode zijn de capaciteitseisen nader omschreven in artikelen 2.5.4.2 en 2.5.4.3 (ontwerp arbeidsfactor). De capaciteitseisen uit de Netcode zijn toegekend op de generatorklemmen, en

worden voor de nieuwe eisen omgeschreven naar het overdrachtspunt. De definitie van arbeidsfactor wordt omgeschreven van Q/P_{max} conform de RfG.
Er wordt gebruikt gemaakt van de mogelijkheid om capacitief 'draaien' mogelijk te maken.
De afwijking van de arbeidsfactor die omschreven is in Netcode 2.1.5.6a dient om de blindvermogensinjectie in het net van de netbeheerder te beperken en wordt niet gezien als een capaciteitseis, maar als een voorwaarde die van toepassing is bij de artikelen over bedrijfsvoering. Dit artikel wordt bij de capaciteitseisen buiten beschouwing gelaten.
De overweging voor de invulling van de NLE voor deze bepaling sluit aan bij de invulling van de NLE voor RfG artikel 17.2.a voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B.

Betreffende RfG artikel 20(2)(b):
De eis tot het let leveren van snelle foutstroom door een power park module in geval van symmetrische storingen komt tot stand na overleg tussen de relevante systeembeheerder en de relevante TSB. Deze NLE is een "kan"-bepaling. Indien gewenst, wordt de snelle foutstroom geleverd op de wijze zoals beschreven in TenneT-document: "PV Power Park Module grid connection requirements". Zie ook de Annex (hoofdstuk 7). Het beschrijft de kortsluitstroombijdrage bij een spanningsdaling van meer dan 10%. Een additionele blindstroom wordt geïnjecteerd van minimaal 2% en maximaal 10% van de nominale stroom per procent spanningsdaling vanaf 10% spanningsdaling. Deze additionele blindstroom moet beschikbaar zijn binnen 40 ms na het begin van de fout.

Betreffende RfG artikel 20(2)(c):
Momenteel zijn er in de Nederlandse Netcode en Systeemcode geen aparte eisen gedefinieerd voor asymmetrische fouten. Op het moment is er geen aanleiding om hier van af te wijken.

Betreffende RfG artikel 20(3)(a):
De bepaling gaat over de mogelijkheid voor het binnen een bepaalde tijd leveren van werkzaam vermogen door PPM's na het opheffen van een storing. Het doel is de consequenties te beperken van een korte onderbreking van het vermogen en om de frequentie en de spanning te stabiliseren.

De NLE betreft specificatie van:

- wanneer het herstel van het werkzaam vermogen na de fout begint, gebaseerd op een spanningscriterium;
- de maximaal toegestane tijd voor het herstel van het werkzaam vermogen, en
- een grootte en nauwkeurigheid voor het herstel van het werkzaam vermogen.

Het gedrag van PPM's en synchrone elektriciteitsproductie-eenheden hangt sterk af van de technische eigenschappen. In principe is de dynamische respons van een PPM veel sneller dan van een conventionele synchrone elektriciteitsproductie-eenheid. Bij een Double Feed Inductive Generator (DFIG) kan het herstel binnen 30 ms na het opheffen van de fout in werking treden. Voor een op een converter gebaseerde PPM is het mogelijk om binnen 50 ms een ingestelde waarde te bereiken. Rekening houdend met de technische eigenschappen van PPM's geeft ENTSO-E ("Post-fault active power recovery", zie Annex, hoofdstuk 7) onderstaande mogelijkheden:

- het herstel van het werkzame vermogen begint op een spanningsniveau van 80 tot 90% van de spanning vóór de fout

- de maximale toegestane tijd voor het herstel van het werkzame vermogen hangt af van de tijd om de storing op te heffen (t_{clear}) en is tussen 0,5 en 10 seconden. Hoe kleiner t_{clear}, des te sneller kan het vermogen hersteld zijn
- de grootte voor het herstel van het werkzame vermogen is 80 tot 90% van het vermogen vóór de fout
- de nauwkeurigheid van het herstelde werkzame vermogen is 10% van het vermogen vóór de fout.

Voorstel van EWEA en EPIA (ENTSO-E IGD-document, zie Annex, hoofdstuk 7) is:

- het herstel van het werkzame vermogen begint op een spanningsniveau van 90% van de spanning vóór de fout
- de maximale toegestane tijd voor het herstel van het werkzame vermogen:
  t_{clear} kleiner dan of gelijk aan 140 ms: tussen 0,5 en 10 seconden
  t_{clear} tussen 140 ms en 250 ms: tussen 1,0 en 10 seconden
- de grootte voor het herstel van het werkzame vermogen is 90% van het vermogen vóór de fout
- de nauwkeurigheid is niet gespecificeerd.

Voorstel vanuit Duitse deelnemers aan het consultatieproces (ENTSO-E IGD-document, zie Annex, hoofdstuk 7):

- het vermogen herstelt met minimaal 20% van P_{nom} per seconde
- het vermogen herstelt met minimaal 10% van P_{nom} per seconde indien de generator tijdens de fout kort van het net gescheiden was.

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

<u>Betreffende NLE RfG artikel 20(2)(a):</u>
Netcode artikel 2.5.1.4 laten vervallen.
Voor power park modules van het type B wordt, wat de capaciteit betreft om blindvermogen te leveren, als eis gesteld dat deze voldoen aan de niet-limitatieve eis zoals aangegeven in het P-Q/P_{max} diagram en U-Q/P_{max} diagram conform type C.

<u>Betreffende RfG artikel 20(2)(b):</u>
Voor de aansluiting van een power park module wordt artikel 20, tweede lid, onderdeel b, van de Verordening (EU) 2016/631 als volgt aangevuld:
De eisen ten aanzien van de snelle blindstroominjectie, in geval van een driefasensymmetrische storing, zijn als volgt:

a. Ingeval van een spanningsafwijking van meer dan 10% van de effectieve waarde op het overdrachtspunt van de aansluiting van de power park module wordt additionele blindstroominjectie geactiveerd. De +/- 10% afwijkingsspanning wordt de dode band genoemd. De spanningsregeling zorgt ervoor dat de aanvoer van additionele blindstroom, afkomstig van

de power park module, met minimaal 2% en maximaal 10% van de nominale stroom (gebaseerd op het nominale schijnbare vermogen $S_{max} = \sqrt{(P_{max}^2 + Q_{max}^2)}$) per procent spanningsafwijking verzekerd is. De vereiste blindstroom is volledig beschikbaar na 40 ms (tijd tot eerste piek bij het in-slingereffect) na de storingsaanvang in het net, met een stijgtijd van minder dan 30 ms tussen 10 en 90% van de stabiele eindwaarde.

b. Additionele blindstroominjectie wordt geleverd met een spanningslimiet van ten minste 120% van de nominale spanning op het overdrachtspunt van de power park module.

c. De te injecteren additionele blindstroom moet evenredig zijn aan de spanningsafwijking als volgt: $DI_B = ((U-U_0) / U_N) \cdot I_N \cdot k$
waarbij: DI_B : additionele blindstroominjectie; U: spanning tijdens de storing; U_0 : spanning vóór de storing; U_N : nominale spanning; I_N : nominale stroom; k: statiek voor de additionele blindstroominjectie
en: $DI_B = (I_B – I_{B0})$ met I_B : blindstroom tijdens de storing; I_{B0} : blindstroom vóór de storing
en: $(U-U_0) / U_N$: relatieve spanningsafwijking in pu.

d. Het aanpassingsbereik van k is: $2 \leq k \leq 10$; de aanpassingsstap is kleiner dan of gelijk aan 0,01 pu. De standaardwaarde is: k = 2. In geval van wijziging van het instelpunt geeft de relevante systeembeheerder twee weken van tevoren een kennisgeving.

e. Nadat de storing voorbij is moet weer worden gestreefd naar een stabiele werking.

Indien in overleg tussen relevante systeembeheerder en de relevante TSB overeengekomen, wordt de eis tot het let leveren van snelle foutstroom door een power park module in geval van symmetrische storingen vastgelegd in de ATO.

<u>Betreffende RfG artikel 20(2)(c):</u>
De levering van snelle foutstroom in het geval van asymmetrische storingen is identiek aan de levering bij symmetrische storingen.

<u>Betreffende RfG artikel 20(3)(a):</u>
Voorstel voor het herstel van het werkzame vermogen:
In principe zo snel mogelijk, maar minimaal:

- het herstel van het werkzame vermogen begint op een spanningsniveau van 90% van de spanning vóór de fout
- de maximale toegestane tijd voor het herstel van het werkzame vermogen tussen 0,5 en 10 seconden
- de grootte voor het herstel van het werkzame vermogen is 90% van het vermogen vóór de fout
- de nauwkeurigheid van het herstelde werkzame vermogen is 10% van het vermogen vóór de fout.

7. Annex

IMPLEMENTATION GUIDELINE FOR NETWORK CODE "Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", 16 oktober 2013,
From Paragraph 3.13: Reactive Current Injection (Power Park Modules)

Objective:
The non-mandatory requirement aims to providing fast acting additional reactive current injection at the connection point to the pre-fault reactive current injection during the period of faults in the case of (b) symmetrical faults and (c) asymmetrical (1-phase or 2-phase).
The key issue at a national level is to determine if there is a need for such fault current support. The main consideration relates to analysis of "health" of fault current contribution delivering adequate system strength.

NC Frame:
This national review should consider the most challenging future operating conditions in this respect, e.g. operating at the highest instantaneous level of non-synchronous generation foreseen say by 2030. Will the fault current from sources other than power park modules provide adequate system strength:

- Transmission protection operation?
- Stable commutation of LCC type HVDC (line commutated converter) on the system?
- Quality of supply quantities moving outside limits from extreme low fault levels, e.g. impact on harmonics and voltage steps from routine switching?
- Voltage stability, low system strength resulting in low retained voltage during the fault and poor recovery of the system voltage after the fault?

If these aspects are deemed OK, say out to 2030, then the national choice should be not to apply this requirement. Otherwise relevant parameters should be determined.
Current contribution can be considered in terms of:

- *Very fast component*
  The initial contribution delivered while the modern transmission protections are identifying the fault, are needed very fast and then sustained. Key parameters are speed and magnitude of instantaneous current. The magnitude should be chosen to make best use of the capability without requiring additional rating of the converters. Measurement does not need to be based on sequence components. A criterion for initiating delivery of this capability should be stated. This ought to be as simple as possible to measure, e.g. voltage instantaneously below a simple threshold (e.g. outside normal operating range) locally at the individual unit (e.g. at the individual WTG) avoiding delays from communications between power park module central control point and individual units. The volume to be delivered needs not be a controlled amount as long as it ceases when the voltage returns above the threshold.
- *Fast component*
  The purpose is to contribute to boost retained voltage during the fault to aid voltage and angular stability and deliver improved starting point for voltage recovery. This can be delivered a bit slower than the initial contribution, but with a defined accuracy.

- *Post fault cleared component*
  Support is needed to recover the system voltage. This is not part of this requirement, which is explicitly about delivery during the fault duration.

System characteristics:
System strength is the key characteristic involved. This may reduce very significant in systems which can at times (e.g. during high RES production and low demand) experience > 50% non-synchronous generation. Particular care should be taken if there are even prospects of operating conditions >75% non-synchronous generation within the control area.

Technology characteristics:
There is a significant difference in the inherent behaviour of Full Converters (FC) and Doubly Fed Induction Generators (DFIG) in case of a sudden voltage drop. DFIGs will deliver an inherent very fast current spike, while the FC has to deliver everything through measurement and control action. Prior to requiring FCs to deliver a very fast (within 20ms) contribution, further info should be obtained with regard to its technical feasibility. For VSC technology using transistors (e.g. IGBTs) there may not be any short term (dynamic) rating beyond the continuous rating.

TenneT-document "PV Power Park Module grid connection requirements", paragraph 2.2.2: "Fast acting reactive current injection".

The fast acting reactive current (positive sequence) injection requirements, in case of symmetrical (3-phase) faults are as follows:

a) Additional reactive current injection shall be activated in the event of a deviation of the effective value of the voltage at the Connection Point of the Generating unit, with a deadband of +/- 10% of nominal voltage. The voltage control shall ensure the supply of additional reactive current, originating from the Generating Unit, of minimal 2% and maximal 10% of the rated current (based on rated apparent power $S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}$ and nominal voltage) per percent of the voltage deviation. The full required additional reactive current must be available within 40ms (maximum time to reach peak value) and a settling time (time that additional reactive current stays within 90-110% of steady state value) of 100 ms. Times are from the moment of fault inception in the network.

b) Additional reactive current injection shall be supplied up to a voltage limit of minimal 120% rated Generating unit voltage.

c) The additional reactive current to be injected shall be proportional to the voltage drop as follows: $DI_B=((U-U_0)/U_N)*I_N*k$.
   U_N=rated Voltage; I_N=rated current; U=Voltage during fault; DI_B=additional reactive current during fault, $DI_B=(I_B - I_{B0})$; I_B=reactive current during fault; I_{B0}=pre-fault reactive current; U_0=pre-fault Voltage; $(U-U_0)/U_N$=Voltage Drop;

d) The adjustment range for k shall be 2 ≤ k ≤ 10, adjustment step less or equal to 0.01. Default k=2; a notice of a new set point will be given two weeks in advance.
e) After a fault clearance, stable operation shall be pursued.

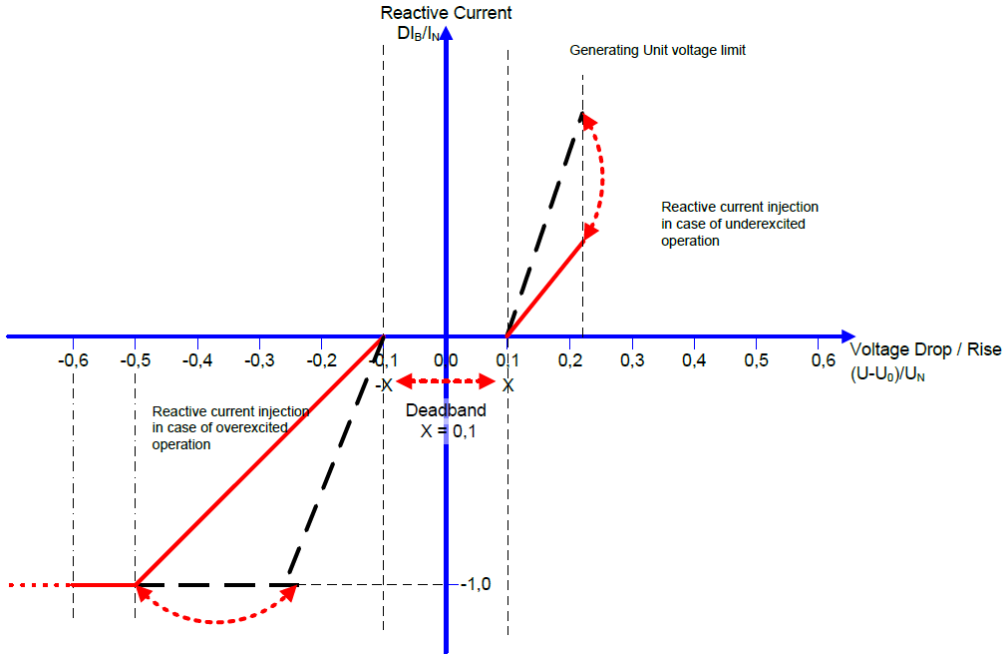


Figure 4: Principle of voltage support by fast reactive current injection during faults. The redline represents the required minimum additional reactive current, expressed by the ratio of the additional reactive current and the rated current in per unit, against the voltage drop, expressed by the ratio of the actual voltage value and its pre-fault value in per unit at the Connection Point of the Generating Unit.

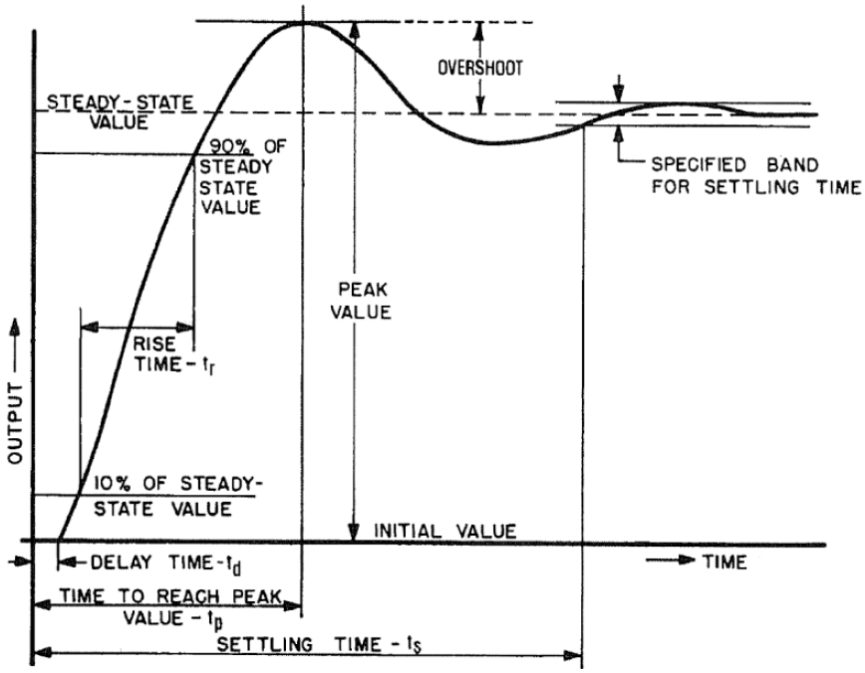


Figure 5: Typical transient response of a feedback control system to a step change in input

"Post-fault active power recovery", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 november 2016.

<u>Selectie</u>

Introduction
The requirement is specify for synchronous power generating modules (PGMs) and power park modules (PPMs) connected to distribution or transmission networks to deliver active power after the fault clearance on the transmission level within a certain time. The objective of this requirement is to limit the consequences of a short term loss of active power infeed and to stabilize the frequency and local voltage after secured faults on transmission level. Finally in order to prevent tripping caused by large frequency deviations within a synchronous area. As in case of a fault on the transmission system level a voltage drop will propagate across large geographical areas around the point of the fault during the period of the fault, the increased levels of distributed generation (including Type B generators) must add value to such post fault conditions.

From a system operation perspective it can be of crucial importance that all generators (type B and above), including PPMs are able to restore active power production fast after fault clearance. As a result of conventional power units displacement, the total system inertia will decrease further with frequency sensitivity increasing if no other measurements are taken in the system.

Technology characteristics

Abilities and constraints of wind turbines and photovoltaic (PV) based PPMs and synchronous PGM to withstand the faults and their contribution to support the grid during the faults and directly after the faults (i.e. to provide active power recovery and/or reactive power during/after the fault) are strictly combined with the inherent technology features. In principle the dynamic response of wind farm can be much faster than conventional power unit response. The transient wind turbines behaviour during the faults – opposite to conventional power units – is not characterized by the electromechanical rotor oscillations but it is strongly related to the power electronics and the converter capabilities and attributes its control system. In a synchronous generator, the magnetizing flux is controlled by the field current exciting the field winding, thus, the electromagnetic force driving the fault currents is available during the fault. In contrast, in an induction generator the magnetizing flux is depleted during the fault and the fault currents are not sustainable for a long duration. Comparing the synchronous generators vs power electronic converters, depending on generator and converter technology, the active power behaviour during and after faults may be characterized by the drive train oscillations triggered by the fault. These oscillations are typically smaller compared to synchronous machines based generation.

For wind turbine generators with a direct connection of the stator winding of the rotating generator to the grid, by nature of this connection, a voltage dip will automatically cause a reactive current injection without delay. But the amplitude depends on the generator characteristics and will decline within a few hundred milliseconds. When the voltage is decreased, wind power park modules based on Double Feed Inductive Generator (DFIG) i.e. asynchronous generator with rotor converter and stator directly connected to the grid, provide the transiently short circuit currents into the grid due to natural asynchronous generator behaviour. The support to the grid is provided during the first 10-30 ms following faults by discharging the magnetic field energy. The converter is able to control the current after the period of tens ms and is able to feed in controlled currents into the grid. However the short circuit current decays faster than the case in conventional power plants due to typical parameters of the induction generator on the one side and the forces converter current control on the other.

The connection of the stator directly to the grid gives a number of features – positive and as well negative in the context of system needs. The DFIG based PPMs are sensitive to grid voltage dips in supply voltage due to directly connected generator. The induction generator very quickly loses internal magnetization producing outrush currents on both stator and rotor circuits.

The full scale converter based PPM decouples the wind turbine from the grid. PPMs connected by a converter don’t have direct connection between the network and the rotating generator. The converter has to produce a reactive current based on network voltage measurements. This requires measuring, calculation and control time. It is estimated that the 10 ms response time (½cycle) is not currently possible for full converter wind turbine generators. Reaching the target value with an accuracy of 10% within 50 ms is also ambitious but may be feasible. The active power recovery issue refers to the condition after the fault. According to the NC RfG requirements the fault should normally be cleared within 140 -150 ms (excluding exceptional circumstances when the fault is only cleared by slower back-up protection). Thus time control technology limitation (ca 20 ms) is not critical to meet this post fault active power recovery requirement.

The above is in contrast to fast current contribution during the fault where the response immediately when the fault occurs is expected with time delay as short as possible. For these different purposes (see guidance on fault current contribution from PPMs and HVDC) therefore time control technology limitation is critical. All responses of full converter are controlled and need to be specified. Therefore wind or PV PPMs based on full scale converters, independent of the generator used, gives large scale of control which enables this type to be connected in different systems with different needs. The main limitation is only converter size which also limits the short circuits contribution of this type. Requirements to the generator technology behaviour during active power recovery may have a significant effect on the generator mechanical loads and affect its structural design i.e. careless choice of recovery time parameters may negatively interfere with end turbine drive train dynamics and result in excessive wind turbine drive train loads.

Taking into account the:

- technical capabilities of PPMs,
- now existing requirements,
- system needs even in the future evaluation,
- now existing process of displacements of synchronous PGMs by PPMs

based on the frames given in the Network Codes below following criteria are identified referring to the post-fault active power recovery, that can be adopted to define this requirement on national level :

- the-post fault active power begins, at a voltage level of (80 – 90)% pre fault voltage at connection point; In context of system needs, different ranges might be considered by TSO to meet the systems needs taking into account the level of renewables penetration.
- the maximum allowed time for active power recovery depends even on the clearing time T_{clear} of the fault by means of protection devices action and consequently this time may change between 0,5s and 10s, whereby shorter clearing time corresponds to faster response capabilities. In context of system needs, different time might be considered by TSO to meet the systems needs taking into account the level of renewables penetration. Active power recovery time can be adjustable, on TSO request within the predefined capabilities
- the magnitude for post-fault active power recovery depends on the time the fault is cleared and basically on the availability of the primary energy source. Therefore the magnitude for active power recovery may be adopted on the level of (80 – 90) % of pre-fault active power;
- accuracy for active power recovery – 10% of pre -fault active power.

Specifying the active power recovery parameters following dependencies have to be taken into account in context of frequency stability:

- priority between fast fault current injection and active power recovery

Existing APR requirement for PPMs are varying across the Europe. Below specified the examples of these requirements which can be the considered to define it on the national level, although the fast moving system characteristics makes it essential to have a fresh view of the needs:

<u>EWEA and EPIA common proposal made during the consultation process:</u>

- When the post fault active power begins, based on voltage criterion: 90% Un pre-fault voltage

- maximum allowed time for active power recovery T clear ≤ 140 ms → 0,5 – 10 s.; 140 ≤T clear ≤ 250 ms → 1,0 – 10 s
- magnitude for active power recovery 90 % of pre-fault power
- accuracy for active power recovery – not defined

It should be noted, that in its NC RfG review report KEMA concludes in respect of the above two time ranges, the following: *"However, the importance of supplying the network load with active power as quickly as possible following a fault clearance in order to avoid under frequency load shedding must be recognised. The proposed active power recovery time ranges of 0.5 – 10s and 1 – 10s therefore appear too wide. If the EWEA/EPIA proposal is adopted, the lowest figures proposed would appear to be more appropriate, i.e. 0.5s and 1s respectively."*

<u>German requirements:</u>
Generators connected to the:

- EHV (220 and 380/400 kV) have to continue active power feed-in immediately after fault clearance with a gradient of at least 20 % P_{nom}/s (or 10 %/s if generators had to perform a short-time disconnection to prevent instability);
- HV (110 kV) the active current shall be increased immediately and continuously with a gradient of at least 20 % I_r/s. On request of the relevant system operator it shall be possible (within technical capabilities) to have larger gradients.

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 21

RfG Artikel 21, versie 04 (2018-03-01)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in 21(2), 21(3)(a), 21(3)(b), 21(3)(c), 21(3)(d) en 21(3)(e) van NC RfG.

2. Strekking

Dit betreft eisen met betrekking tot spanningsstabiliteit voor power park modules van het type C. Krachtens RfG artikel 22 geldt deze bepaling ook voor power park modules van het type D.

3. Definities

aansluitpunt: het punt waarop de elektriciteitsproductie-eenheid, de verbruikersinstallatie, het distributiesysteem of het HVDC-systeem is aangesloten op een transmissiesysteem, een offshore netwerk, een distributiesysteem, inclusief gesloten distributiesystemen, of een HVDC-systeem, als vastgelegd in de aansluitovereenkomst;

synchrone zone: een zone de wordt beheerd door synchroon geïnterconnecteerde TSB's, zoals de synchrone zones van Continentaal Europa, Groot-Brittannië, Ierland en Noord-Ierland en Noord-Europa en de elektriciteitssystemen van Litouwen, Letland en Estland, gezamenlijk „Baltische staten” genoemd, die deel uitmaken van een grotere synchrone zone;

power park module: een eenheid of een verzameling van eenheden die elektriciteit opwekt, die ofwel niet-synchroon ofwel via vermogenselektronica met het systeem verbonden is en één aansluitpunt heeft met een transmissiesysteem, een distributiesysteem, inclusief een gesloten distributiesysteem, of een HVDC-systeem;

elektriciteitsproductie-eenheid: een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid of een power park module;

elektriciteitsproductie-installatie: een installatie waarin primaire energie wordt omgezet in elektrische energie en die bestaat uit één of meerdere elektriciteitsproductie-eenheden die via één of meerdere aansluitpunten met een netwerk zijn verbonden;

blindvermogen (ook „reactief vermogen” genoemd):de imaginaire component van het schijnbaar vermogen bij de grondfrequentie, doorgaans uitgedrukt in kilovar („kVAr”) of megavar („MVAr”);

4. Referenties

4.1 NC RfG

2. Power park modules van het type C voldoen aan de volgende aanvullende eisen qua frequentiestabiliteit:
   a) de relevante TSB kan specificeren dat power park modules in staat zijn synthetische inertie te leveren gedurende zeer snelle frequentieafwijkingen;

b) het werkingsprincipe van de regelsystemen die zijn geïnstalleerd om synthetische inertie te leveren en de daarmee verband houdende prestatieparameters worden gespecificeerd door de relevante TSB.

3. Power park modules van het type C voldoen aan de volgende aanvullende eisen qua spanningsstabiliteit:

a) wat de capaciteit voor het leveren van blindvermogen betreft, kan de relevante systeembeheerder de levering van extra blindvermogen eisen wanneer het aansluitpunt van de power park module noch gelegen is op de hoogspanningsaansluiting van de machinetransformator naar het spanningsniveau van het aansluitpunt, noch op de convertorklemmen als er geen machinetransformator wordt gebruikt. Dit aanvullend blindvermogen moet de vraag om blindvermogen van de hoogspanningslijn of -kabel tussen de hoogspanningsklemmen van de machinetransformator van de power park module, of de convertorklemmen daarvan als geen machinetransformator bestaat, en het aansluitpunt compenseren en wordt geleverd door de eigenaar van die hoogspanningslijn of -kabel;

b) wat de capaciteit voor het leveren van blindvermogen bij maximumcapaciteit betreft:

i) de relevante systeembeheerder stelt in overleg met de relevante TSB de eisen inzake de capaciteit voor het leveren van blindvermogen in de context van variërende spanning vast. Daarvoor definieert hij een U-Q/Pmax-profiel dat elke vorm kan aannemen binnen de grenzen waarbinnen de power park module in staat is blindvermogen bij zijn maximumcapaciteit te leveren;

ii) het U-Q/Pmax-profiel wordt door elke relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB, gedefinieerd met inachtneming van de volgende beginselen:

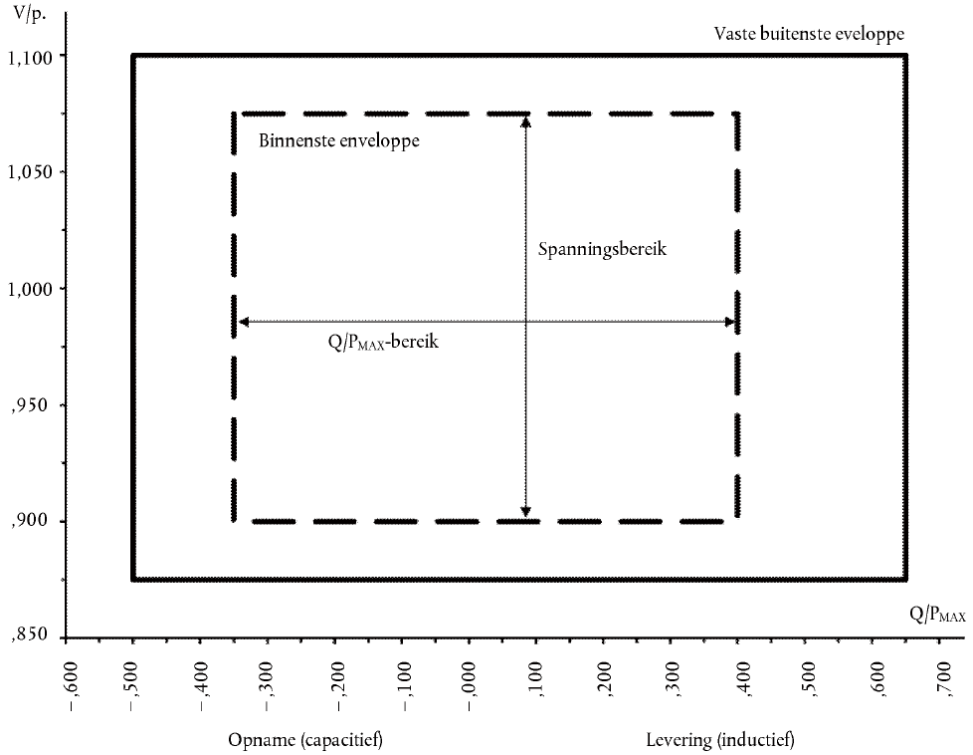
— het U-Q/Pmax-profiel blijft binnen de U-Q/Pmax-envelop, in figuur 8 getoond als de binnenste envelop;

— de dimensies van de U-Q/Pmax-envelop (Q/Pmax-bereik en spanningsbereik) liggen binnen het in tabel 9 gespecificeerde bereik voor elke synchrone zone;

— de positie van de U-Q/Pmax-envelop ligt binnen de grenzen van de in figuur 8 getoonde buitenste envelop, en

— het gespecificeerde U-Q/Pmax-profiel kan elke vorm aannemen, waarbij rekening wordt gehouden met de potentiële kosten van het leveren van capaciteit tot levering van blindvermogen bij hoge spanningen en tot opname van blindvermogen bij lage spanningen;

Figuur 8 U-Q/P_{max}-profiel van een power park module



Het diagram toont de grenzen van een U-Q/P_{max}-profiel bij de spanning op het aansluitpunt, uitgedrukt als de verhouding tussen de feitelijke en de referentie 1 pu-waarde ervan, ten opzichte van de verhouding tussen het blindvermogen (Q) en de maximumcapaciteit (P_{max}). De positie, omvang en vorm van de binnenste envelop zijn indicatief.

Tabel 9 Parameters voor de in figuur 8 getoonde binnenste envelop

Synchrone zone	Maximumbereik van Q/P_{max}	Maximumbereik van de stationaire spanning, uitgedrukt in pu
Continentaal Europa	0,75	0,225

iii) de eis qua capaciteit om blindvermogen te leveren, geldt op het aansluitpunt. Voor andere dan rechthoekige profielvormen geeft het spanningsbereik de hoogste en laagste waarden. Het volledige blindvermogensbereik wordt derhalve niet verwacht beschikbaar te zijn in het gehele spanningsbereik in stationaire toestand;

c) wat de capaciteit voor het leveren van blindvermogen beneden de maximumcapaciteit betreft:

i) specificeert de relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB, de capaciteit tot het leveren van blindvermogen en specificeert hij een P-Q/Pmax-profiel dat elke vorm kan aannemen binnen de grenzen waarbinnen de power park module in staat is blindvermogen beneden de maximumcapaciteit te leveren;

ii) wordt het P-Q/Pmax-profiel door elke relevante systeembeheerder, in overleg met de relevante TSB, gespecificeerd met inachtneming van de volgende beginselen:

— het P-Q/Pmax-profiel blijft binnen de P-Q/Pmax-envelop, in figuur 9 getoond als de binnenste envelop;

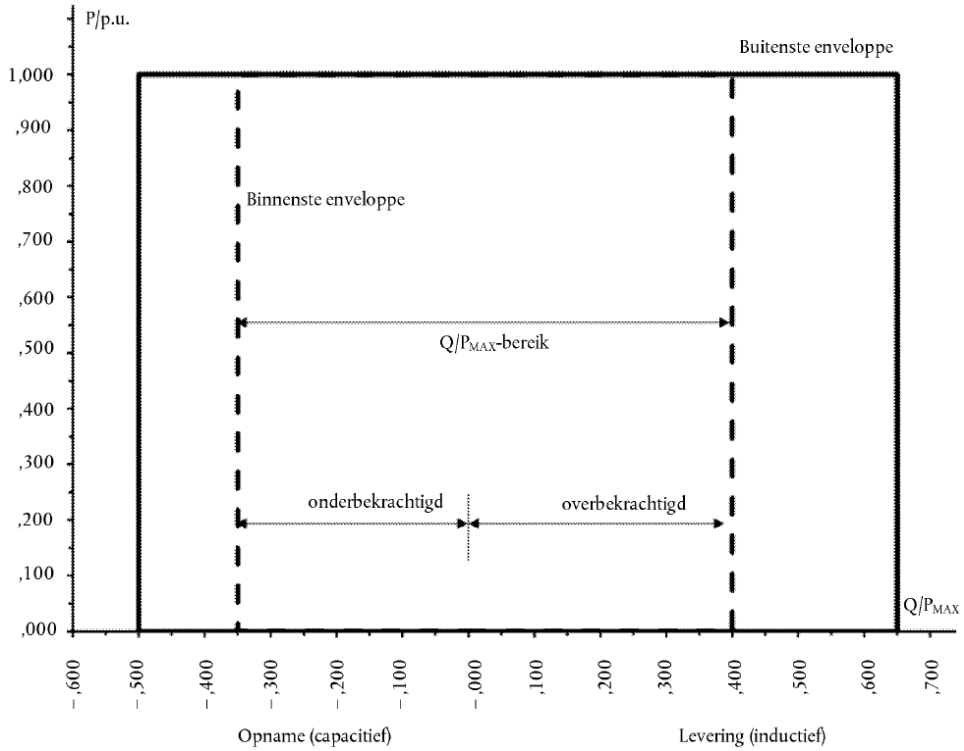
— het Q/Pmax-bereik van de P-Q/Pmax-envelop is voor elke synchrone zone gespecificeerd in tabel 9;

— het bereik van het werkzaam vermogen van de P-Q/Pmax-envelop bij een blindvermogen van nul is 1 pu;

— het P-Q/Pmax-profiel kan elke vorm aannemen en omvat voorwaarden voor de capaciteit om blindvermogen te leveren bij een werkzaam vermogen van nul, en

— de positie van de P-Q/Pmax-envelop ligt binnen de grenzen van de in figuur 9 getoonde buitenste envelop;

Figuur 9 P-Q/Pmax-profiel van een power park module



Het diagram toont de grenzen van een P-Q/P_{max}-profiel op het aansluitpunt bij het werkzaam vermogen, uitgedrukt als de verhouding tussen de feitelijke waarde ervan en de maximale capaciteit per eenheid (pu), ten opzichte van de verhouding tussen het blindvermogen (Q) en de maximumcapaciteit (P_{max}). De positie, omvang en vorm van de binnenste envelop zijn indicatief.

iii) wanneer in bedrijf bij een opgewekt werkzaam vermogen beneden de maximumcapaciteit ($P<P_{max}$), is de power park module in staat blindvermogen te leveren op elk bedrijfspunt binnen zijn P-Q/P_{max}-profiel indien alle

elektriciteitsproducerende eenheden van de power park module technisch beschikbaar zijn, dat wil zeggen niet buiten bedrijf zijn ten gevolge van onderhoud of een defect; anders kan de capaciteit voor het leveren van blindvermogen lager liggen, waarbij rekening wordt gehouden met de technische beschikbaarheid;

iv) de power park module is in staat om binnen passende tijdsperiodes over te gaan tot elk bedrijfspunt binnen zijn P-Q/P_{max}-profiel in de richting van de gewenste waarden, zoals gevraagd door de relevante systeembeheerder;

d) wat de regelmodi voor het blindvermogen betreft:

i) de power park module is in staat om automatisch blindvermogen te leveren in spannings-regelmodus of blindvermogen-regelmodus of arbeidsfactor-regelmodus;

ii) ten behoeve van de spannings-regelmodus, is de power park module in staat bij te dragen tot de spanningsregeling op het aansluitpunt door uitwisseling van blindvermogen met het netwerk te faciliteren met een spanningsreferentiewaarde van 0,95 tot en met 1,05 pu in stappen van maximaal 0,01 pu, met een helling met een bereik van minimaal 2 % tot en met 7 % in stappen van maximaal 0,5 %. Het opgewekte blindvermogen bedraagt nul wanneer de netspanning op het aansluitpunt gelijk is aan de spanningsreferentiewaarde;

iii) de referentiewaarde kan met of zonder een dode band bedreven worden. De dode band is selecteerbaar binnen een bereik van nul tot ± 5 % van de referentienetwerkspanning 1 pu in stappen van maximaal 0,5 %;

iv) na een stapverandering van de spanning, is de power park module in staat een verandering van 90 % in opgewekt blindvermogen te bereiken binnen een door de relevante systeembeheerder te bepalen tijd t1 in het bereik van 1 tot en met 5 seconden, en kan het blindvermogen van de module zich stabiliseren op de door de helling bepaalde waarde binnen een door de relevante systeembeheerder te bepalen tijd t2, in het bereik van 5 tot en met 60 seconden, met een tolerantie van het blindvermogen in stationaire toestand van ten hoogste 5 % van het maximale blindvermogen. De relevante systeembeheerder stelt de tijden vast;

v) ten behoeve van de blindvermogen-regelmodus, is de power park module in staat om de referentiewaarde voor het blindvermogen binnen het volledige bereik van het blindvermogen in te stellen, als gespecificeerd in artikel 20, lid 2, onder a), en artikel 21, lid 3, onder a) en b), met instelstappen van maximaal 5 MVAr of 5 % (naargelang wat de laagste waarde is) van het totale blindvermogen, waarbij het blindvermogen op het aansluitpunt wordt geregeld tot een nauwkeurigheid van plus of minus 5 MVAr of plus of minus 5 % (naargelang wat de laagste waarde is) van het totale blindvermogen;

vi) ten behoeve van de arbeidsfactor-regelmodus, is de power park module in staat om de arbeidsfactor op het aansluitpunt te regelen binnen het vereiste blindvermogensbereik, door de relevante systeembeheerder vastgesteld overeenkomstig artikel 20, lid 2, onder a), of artikel 21, lid 3, onder a) en b),

met een gewenste waarde van de arbeidsfactor in stappen van maximaal 0,01. De relevante systeembeheerder specificeert de gewenste waarde van de arbeidsfactor, de desbetreffende tolerantie en de tijdsperiode voor het bereiken van de gewenste waarde van de arbeidsfactor na een abrupte verandering van het werkzame vermogen. De tolerantie van de gewenste waarde van de arbeidsfactor wordt uitgedrukt door middel van de tolerantie van het desbetreffende blindvermogen. Deze tolerantie van het blindvermogen wordt uitgedrukt als absolute waarde of als percentage van het maximale blindvermogen van de power park module;

vii) de relevante systeembeheerder specificeert, in overleg met de relevante TSB en de eigenaar van de power park module, welke van de drie bovenstaande opties voor de blindvermogen-regelmodus en welke daarmee verbonden referentiewaarden van toepassing zijn, en welke aanvullende apparatuur vereist is om de aanpassing van de desbetreffende referentiewaarde op afstand te kunnen uitvoeren;

e) wat betreft het bepalen van de prioriteit van de bijdrage van het werkzaam dan wel het blindvermogen specificeert de relevante TSB of de bijdrage van het werkzaam vermogen dan wel van het blindvermogen prioriteit krijgt gedurende storingen waarbij fault-ride-through-capaciteit vereist is. Indien prioriteit wordt gegeven aan de bijdrage van het werkzaam vermogen, is de levering daarvan gerealiseerd binnen een tijd van maximaal 150 ms na het begin van de storing;

4.2 Implementation Guide document

Implementation Guideline For Network Code “Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” (16 October 2013)
Paragraph 3.14: Reactive Power Capability at Maximum Capacity (Power Park Modules)
See: Annex (chapter 7).
Paragraph 3.15: Reactive Power Capability Below Maximum Capacity (Power Park Modules)
See: Annex (chapter 7).

"Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation"; ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 29 March 2017.

Network code for requirements for grid connection applicable to all generators – Frequently asked questions, Entso-E, 19 june 2012.
Answer to FAQ 22: Why do you need the wide reactive power capability range?
See: Annex (chapter 7).

4.3 Netcode

Het in staat zijn tot het leveren van synthetische inertie door power park modules is in de Nederlandse Netcode niet beschreven.

De capaciteit voor het leveren van blindvermogen door power park modules bij maximumcapaciteit en beneden maximumcapaciteit is in de Nederlandse Netcode niet beschreven. In de Nederlandse

Netcode is de capaciteit voor het leveren van blindvermogen alleen beschreven voor offshore-power park modules in artikelen 2.6.7 en 2.6.8.

Artikel 2.5.1.4: Van de plicht tot het aanbieden van reservevermogen en blindvermogen zijn uitgezonderd productie-eenheden die uitsluitend afhankelijk zijn van één of meer niet-regelbare energiebronnen.

Artikel 2.5.4.2: Productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau van 50 kV en hoger kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,8 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

Artikel 2.5.4.3: Alle productie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau lager dan 50 kV kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,85 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.

Artikel 2.5.4.4: Over de grenswaarden van de arbeidsfactor zoals genoemd in 2.5.4.2 en 2.5.4.3 vindt tijdig overleg plaats met de netbeheerder, zodat in overleg besloten kan worden tot afwijkende waarden, zodat ook capacitief draaien mogelijk is.

Artikel 2.5.4.5: De beschikbare capaciteit aan blindvermogen op het netaansluitpunt zowel voor het opnemen uit als het leveren aan het net wordt eenmalig vastgesteld.

Artikel 2.5.4.6: De productie-eenheden zoals bedoeld in 2.5.4.2 en 2.5.4.3 dienen bij verlaagde netspanning de maximaal beschikbare hoeveelheid blindvermogen te kunnen leveren, gedurende de volgende tijdsperioden:

	Spanningsdaling	**tijdsperiode**
netten ≥ 110 kV	$U_n \geq U \geq 0{,}9\ U_n$ $0{,}9\ U_n > U \geq 0{,}85\ U_n$ $0{,}85\ U_n > U \geq 0{,}7\ U_n$	onbeperkt 15 minuten 10 seconden
netten < 110 kV	$U_n \geq U \geq 0{,}95\ U_n$ $0{,}95\ U_n > U \geq 0{,}85\ U_n$ $0{,}85\ U_n > U \geq 0{,}8\ U_n$	onbeperkt 15 minuten 10 seconden

4.4 Systeemcode
Geen informatie.

4.5 Anders
TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25), paragraaf 2.2: "Steady-State Reactive Power capability of a Power Park Module expressed by the P/Pmax - Q/Pmax profile" en paragraaf 2.3: "Steady-State Reactive Power capability depending on the operating voltage at the Connection Point of the Power Park Module expressed by the V - Q/Qmax profile".
Zie Annex (hoofdstuk 7).

TenneT-document: "PV Power Park Module grid connection requirements".

TenneT-document "Reactive Power Control of PPMs; Requirements: framework and clarification v6" (document nr. SON-TRS-15-00016), 4 september 2015.

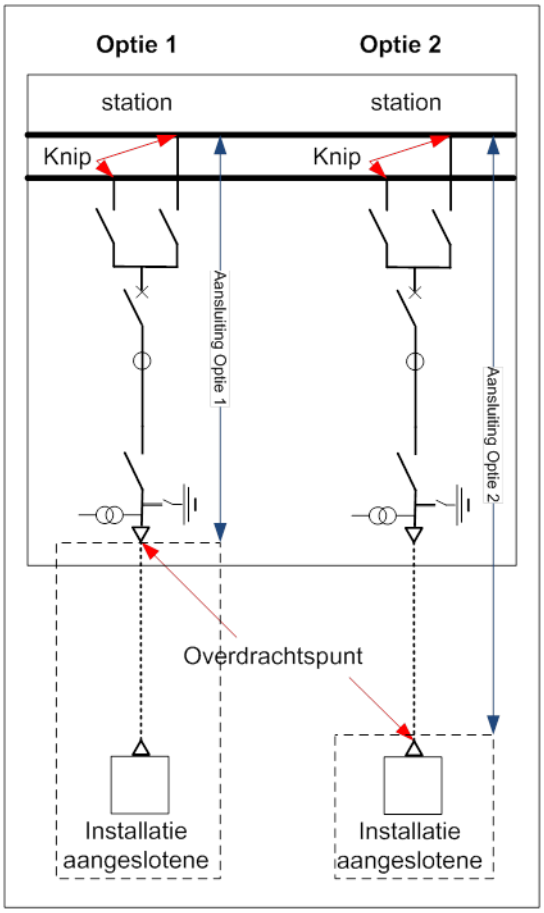
5. Overwegingen

Betreffende RfG artikel 21(2):
Synthetische Inertia (SI) wordt in Nederland momenteel niet toegepast. SI kan verdere uitbreiding van hernieuwbare energiebronnen, die niet vanzelfsprekend aan inertie bijdragen, vergemakkelijken.

Volgens het Entso-E guidance document "Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation" (zie Annex, hoofdstuk 7) is vooral in kleine synchrone gebieden met relatief grote frequentiegevoeligheid (zoals Ierland en Groot-Brittannië) behoefte aan SI. Ook in grote synchrone gebieden kan SI voorkomen dat het totale systeem ineenstort bij een splitsing van het systeem en daaropvolgende eilandoperatie. Uit een perspectief van systeemoperatie kan het daarom van belang worden dat alle PPM's (type C en hoger) zo nodig SI kunnen gaan leveren.

Ook tijdens systeemherstel na een blackout kan SI van belang worden om bij verdere verdringing van conventionele elektriciteitsproductie-eenheden voldoend grote belastingblokken te kunnen blijven bijschakelen.

Betreffende RfG artikel 21(3)(a) (kan): specificatie capaciteit leveren blindvermogen
Momenteel kan het overdrachtspunt tussen het net en de aangeslotene gekozen worden op het station of op de installatie van de aangeslotenen (zie hiervoor ook de figuur). Deze keuze wordt mede bepaald door het eigendom van de verbinding. Afhankelijk van de keuze van het aansluitpunt is de levering van blindvermogen door de hoogspanningslijn of –kabel een verantwoordelijkheid van de netbeheerder of van de aangeslotenen. Als het overdrachtspunt bij aangeslotene ligt, is de netbeheerder verantwoordelijk voor het blindvermogen; bij een overdrachtspunt op het station zorgt de aangeslotene voor het blindvermogen.
Bij lange (kabel)verbindingen en netten met de hoogste spanning is het opgewekte blindvermogen door de verbinding aanzienlijk en vergt compensatie hiervan een extra investering.



Een van de uitgangspunten, die worden gehanteerd bij de invulling van de niet-limitatieve eisen uit de code, is zo dicht mogelijk te blijven bij de huidige code of de huidige praktijk. Zoals hierboven omschreven ligt de keuze van de locatie van het overdrachtspunt en daarmee de keuze voor de verantwoordelijkheid voor compensatie van het (opgewekte) blindvermogen bij de aangeslotene. Voorstel is dan ook dit principe te handhaven en geen gebruik te maken van de "kan bepaling" van dit artikel.

<u>Betreffende RfG artikel 21(3)(b): capaciteit leveren blindvermogen bij maximumcapaciteit</u>
Het U-Q/P_{max}-profiel heeft de tekenconventie vanuit de PPM gezien. Dat houdt in dat een positief blindvermogen overeenkomt met levering door de PPM aan het transmissienet. In dat geval is het werkpunt bij positief werkzaam vermogen (levering) inductief.
Een U-Q/P_{max}-profiel voor PPM's is in de huidige Nederlandse codes niet gespecificeerd. Alleen in artikel 2.5.4.6 is gespecificeerd dat op hoogspanningsnetten aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden ($U_n \geq 110$kV) bij een spanning groter dan of gelijk aan 0,9 pu de eenheid gedurende onbeperkte tijd de maximaal beschikbare hoeveelheid blindvermogen moet kunnen leveren.

Het bereik van Q/P_{max} is maximaal 0,75. Dat is voor PPM's 0,2 kleiner dan voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden. Gekozen is om voor PPM's de minimum waarde van Q/P_{max} van de binnenste envelop gelijk te kiezen aan de minimum waarde (capacitief) voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden en de maximum waarde (inductief) aan het bereik voor PPM's aan te

passen. Achtergrond van deze keuze is dat stationaire opname van blindvermogen om de bedrijfsspanning in het net te reduceren in de huidige netten belangrijk is. Dat bij lage spanning geëist wordt dat de PPM blindvermogen kan opnemen (en bij hoge spanning blindvermogen leveren) hangt samen met de eis van robuustheid (zie RfG, Overwegingen, punt 4) om in geval van storingen spanningsproblemen in de nabijheid van het aansluitpunt van de PPM te ondersteunen.

Voor eenheden van het type C (U_n < 110kV) is het maximumbereik van de spanning conform tabel 9 bij de bepaling in RfG artikel 21(3)(b) een uitbreiding ten opzichte van de bepaling in artikel 2.5.4.6 van de Nederlandse Netcode, die uitgaat van een spanning van U ≥ 0,95 pu. Voor deze uitbreiding is gekozen omwille van de robuustheid van het systeem, waar in toenemende mate PPM's van deze grootte zullen voorkomen.

Voor 380kV-netten heeft de verordening bepaald dat 1 pu 400kV is en niet 380kV. Hierom is voor dat spanningsniveau 1,05 pu de voorlopig gewenste bovengrens. Voor lagere hoogspanningen (1 pu komt overeen met 110 kV, 150 kV of 220 kV) geldt dat niet.

<u>Betreffende RfG artikel 21(3)(c)(i) en (ii): capaciteit leveren blindvermogen beneden maximumcapaciteit</u>
Een P-Q/P_{max}-profiel voor PPM's is in de huidige Nederlandse codes niet gespecificeerd. Volgens de toelichting in de "Frequently asked Questions" (zie de Annex, hoofdstuk 7), geldt voor het P-Q/P_{max}-profiel hetzelfde principe als bij het U/Q/P_{max}-profiel. In RfG figuur 9 (zie ook paragraaf 4.1) zijn een buitenste enveloppe en een binnenste enveloppe gedefinieerd. De binnenste enveloppe heeft bij een blindvermogen van nul een P-bereik van 1 pu en het Q/P_{max}-bereik is gespecificeerd in RfG tabel 9 (zie ook paragraaf 4.1).

<u>Betreffende RfG artikel 21(3)(c)(iv): passende tijdsperiode om gewenste waarden te bereiken</u>
De PPM moet in staat zijn om op het aansluitpunt elk werkpunt van het P-Q/P_{max}-profiel te bereiken binnen de tijden die vereist zijn voor de blindvermogensregeling. Dit is beschreven in TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25) en TenneT-document: "PV Power Park Module grid connection requirements".

<u>Betreffende RfG artikel 21(3)(d)(iv): tijden regelmodi na stapverandering van spanning</u>
De tijd t_1 (voor verandering van 90% van het blindvermogen) moet liggen tussen 1 en 5 seconden. De tijd t_2 (voor het stabiliseren van het blindvermogen) moet liggen tussen 5 en 60 seconden. Deze tijden worden overeengekomen tussen de TSB en de eigenaar van de PPM, zoals beschreven in TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25) en TenneT-document: "PV Power Park Module grid connection requirements".

<u>Betreffende RfG artikel 21(3)(d)(vi): gewenste waarde arbeidsfactor t.b.v. arbeidsfactor-regelmodus</u>
Deze bepaling betreft drie parameters:

- Gewenste waarde arbeidsfactor.
- Tolerantie van de gewenste waarde van de arbeidsfactor.
- Tijdsperiode voor het bereiken van de gewenste waarde van de arbeidsfactor na een abrupte verandering van het werkzame vermogen.

In de vereisten voor windturbineparken (document nr. SOC 11-175) is niets geregeld voor de arbeidsfactor-regelmodus. In de vereisten voor PV-PPM's is beschreven dat de tolerantie binnen plus of min 0,005 moet zijn. De tolerantie moet echter worden uitgedrukt als tolerantie van het blindvermogen. Bij een arbeidsfactor van 1 is de tolerantie op het blindvermogen 10% van het maximale blindvermogen.
De gewenste waarde van de arbeidsfactor en de tijdsperiode worden per PPM overeengekomen.

Betreffende RfG artikel 21(3)(d)(vii): keuze uit opties voor blindvermogenregelmodus
De PPM moet in staat zijn om automatisch blindvermogen te leveren in spannings-, blindvermogen- of arbeidsfactor-regelmodus. In overleg met de relevante systeembeheerder en de eigenaar van de PPM specificeert de relevante systeembeheerder welke optie van toepassing is.
Binnen de spannings-regelmodus onderscheidt TenneT twee sub-modi:

1. Spannings-regelmodus (sub mode 1) waarbij het uitgewisselde blindvermogen zich bevindt in een overeengekomen bandbreedte. De setpoint spanning wordt hierop afgestemd door de PPM.
2. Spannings-regelmodus zonder eis ten aanzien van het uitgewisselde blindvermogen (sub mode 2).

Het setpoint kan een vaste waarde zijn of via telefonisch contact of digitaal bericht ingesteld worden.
In geval van blindvermogen-regelmodus moet de PPM in staat zijn elk gewenst werkpunt in het P-Q/P_{max}-profiel te bereiken. De PPM moet in staat zijn het blindvermogen in te stellen dat de relevante systeembeheerder aangeeft.
In geval van arbeidsfactor-regelmodus moet de PPM in staat zijn de arbeidsfactor binnen de gestelde bandbreedte te houden. De PPM moet in staat zijn het blindvermogen in te stellen dat de relevante systeembeheerder aangeeft.
De functionaliteiten van de regelmodi zijn beschreven in TenneT-document "Reactive Power Control of PPMs; Requirements: framework and clarification v6" (document nr. SON-TRS-15-00016).

Betreffende RfG artikel 21(3)(e): prioriteit werkvermogen of blindvermogen
De prioriteit van de bijdrage van het werkzaam vermogen dan wel het blindvermogen gedurende storingen waarbij fault-ride-through capaciteit vereist is, is locatie-specifiek. Deze optie moet worden overeengekomen tussen de relevante TSB en de eigenaar van de PPM.

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

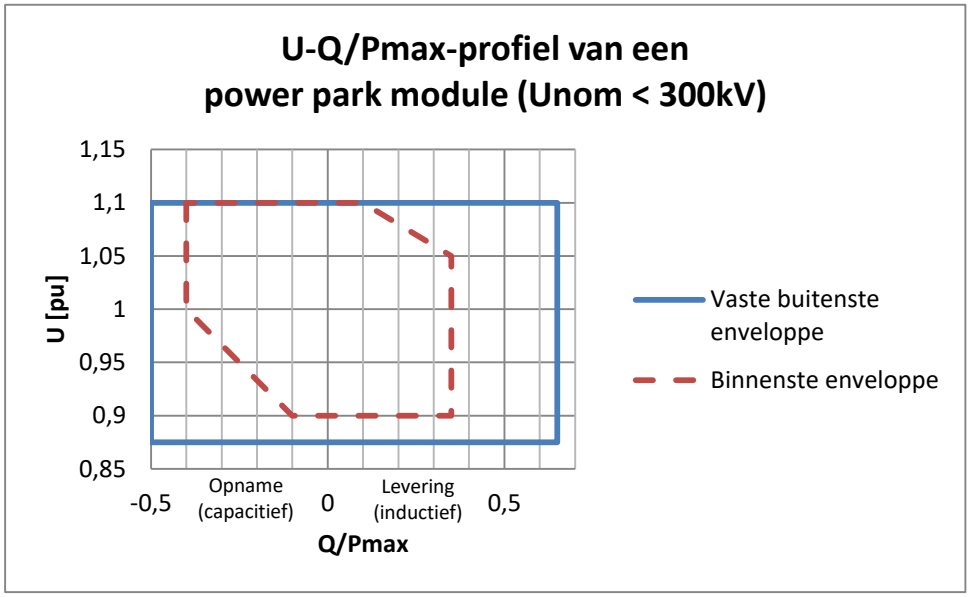
Betreffende RfG artikel 21(2):
Er wordt vooralsnog geen gebruik gemaakt van de mogelijkheid tot het leveren van synthetische inertie.

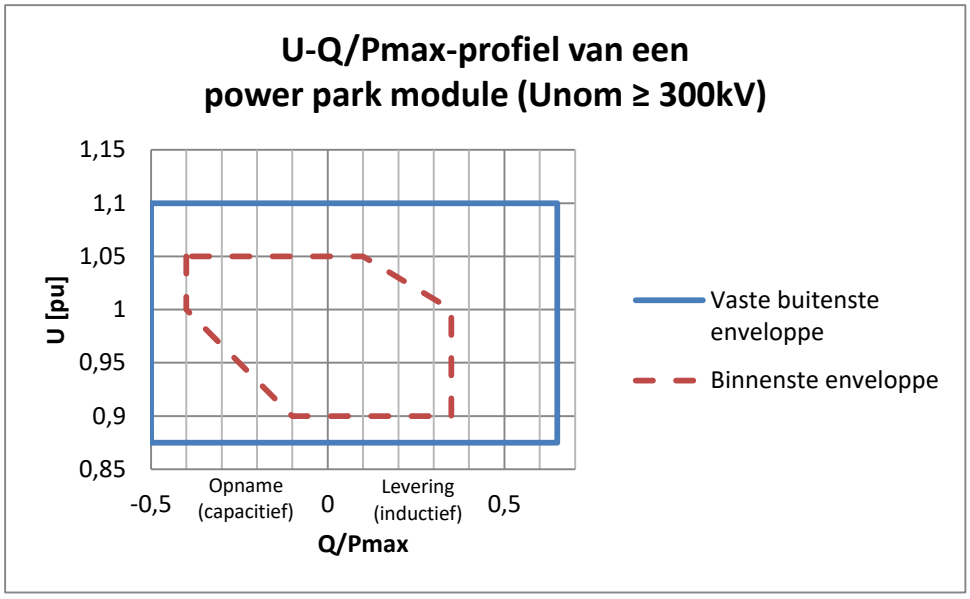
Betreffende RfG artikel 21(3)(a) (kan): specificatie capaciteit leveren blindvermogen:
Er wordt geen gebruik gemaakt van de in het artikel beschreven eis vanuit de netbeheerder.

Betreffende RfG artikel 21(3)(b): capaciteit leveren blindvermogen bij maximumcapaciteit:

Voorstel voor het U-Q/ P_{max}-profiel binnen de grenzen waarvan de synchrone productie-eenheid in staat is bij variërende spanning blindvermogen te leveren bij zijn maximumcapaciteit in onderstaande figuren. Onderscheid is gemaakt voor generatoren aangesloten op spanningen lager dan 300kV en daarboven. De coördinaten van de hoekpunten zijn opgenomen in de begeleidende tabel.

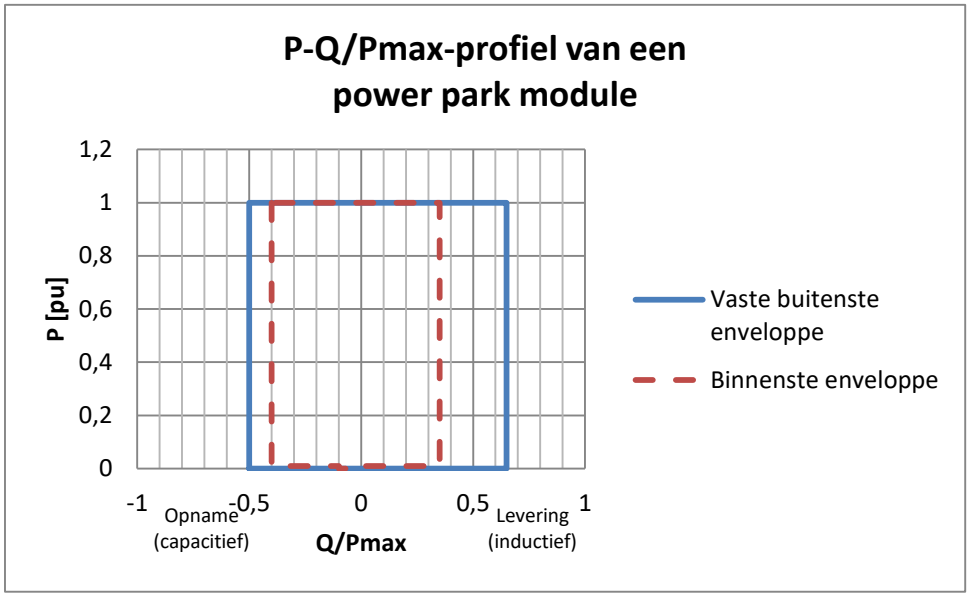
U_{nom} < 300 kV			U_{nom} ≥ 300 kV		
Q/P_{max}	**U [pu]**	**Cos(φ)**	**Q/P_{max}**	**U [pu]**	**Cos(φ)**
-0,4	1,1	0,93	-0,4	1,05	0,93
-0,4	1	0,93	-0,4	1	0,93
-0,1	0,9	0,995	-0,1	0,9	0,995
0,35	0,9	0,94	0,35	0,9	0,94
0,35	1	0,94	0,35	1	0,94
0	1,1	1	0	1,05	1
-0,4	1,1	0,93	-0,4	1,05	0,93





Voorstel tot aanpassing van Netcode artikel 2.5.4.6, door verlaging van de grenswaarde van 0,95 Un voor netten < 110 kV naar dezelfde grenswaarde voor netten ≥ 110 kV: 0,9 pu.

<u>Betreffende RfG artikel 21(3)(c)(i) en (ii):</u>
De binnenste enveloppe van het P-P/Q_{max}-profiel heeft blindvermogen van nul een P-bereik van 1 pu en het maximum Q/P_{max}-bereik is 0,75 (RfG, tabel 9).



Q/P_{max}	P [pu]
0,00	0
-0,40	0
-0,40	1
0,35	1
0,35	0
0,00	0

<u>Betreffende RfG artikel 21(3)(c)(iv):</u>
De tijdsperiodes voor een elektriciteitsproductie-eenheid om over te gaan tot elk bedrijfspunt binnen zijn P-Q/P_{max}-profiel worden overeengekomen tussen de eigenaar van de PPM en de relevante TSB. De overeengekomen tijdsperiodes worden vastgelegd in de ATO.

Betreffende RfG artikel 21(3)(d)(iv):
De tijden t_1 (voor verandering van 90% van het blindvermogen) en t_2 (voor het stabiliseren van het blindvermogen) worden overeengekomen tussen de TSB en de eigenaar van de PPM. De waarden worden vastgelegd in de ATO.

Betreffende RfG artikel 21(3)(d)(vi):
Deze bepaling betreft drie parameters:

- Gewenste waarde van de arbeidsfactor wordt overeengekomen tussen de TSB en de eigenaar van de PPM. De overeengekomen waarde wordt vastgelegd in de ATO.
- De tolerantie van de gewenste waarde van de arbeidsfactor is plus of min 0,005. Bij een arbeidsfactor van 1 is de tolerantie op het blindvermogen 10% van het maximale blindvermogen.
- Tijdsperiode voor het bereiken van de gewenste waarde van de arbeidsfactor na een abrupte verandering van het werkzame vermogen wordt overeengekomen tussen de TSB en de eigenaar van de PPM. De overeengekomen waarde wordt vastgelegd in de ATO.

Betreffende RfG artikel 21(3)(d)(vii):
In de ATO wordt vastgelegd of automatisch blindvermogen wordt geleverd via:

- Spannings-regelmodus (sub mode 1) waarbij het uitgewisselde blindvermogen zich bevindt in een overeengekomen bandbreedte, die ook wordt opgenomen in de ATO.
- Spannings-regelmodus (sub mode 2) zonder eis ten aanzien van het uitgewisselde blindvermogen.
- Blindvermogen-regelmodus.
- Arbeidsfactor-regelmodus.

De aanvullende apparatuur, die vereist is om de aanpassing van de referentiewaarde op afstand te kunnen uitvoeren, wordt overeengekomen en vastgelegd in de ATO.
De referentiewaarde wordt door de relevante systeembeheerder gespecificeerd en wordt via telefonisch contact of digitaal bericht ingesteld.

Betreffende RfG artikel 21(3)(e):
De prioriteit van de bijdrage van het werkzaam vermogen dan wel het blindvermogen gedurende storingen waarbij fault-ride-through capaciteit vereist is, is locatie-specifiek. Deze optie wordt overeengekomen tussen de relevante TSB en de eigenaar van de PPM en wordt vastgelegd in de ATO.

7. Annex

IMPLEMENTATION GUIDELINE FOR NETWORK CODE "Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", 16 oktober 2013,
From Paragraph 3.14: Reactive Power Capability at Maximum Capacity (Power Park Modules)

Objective:
Reactive power is a key component in terms of voltage stability, which in turn is the foundation for cross-border trading. The influence on overall system voltage stability is essential for type C and D Power Generating Modules and will vary with location.
This requirement is focused on the provision of reactive power from Power Park Modules in the steady state to allow the Relevant Network Operator having a sufficient reactive power reserve when the Power Park Module is operating at maximum capacity to keep voltages within the admissible limits in the power system operation.
The importance of a wide reactive power capability range is defined by the constantly increasing necessity of effective voltage regulation in the whole network. Voltage regulation becomes more complex because of the continuous change of network topology and characteristics, in particular driven by increasing long-distance power flows due to changes in the generation portfolio. Each Power generating Module Type C and D shall be capable to participate in system voltage regulation. Moreover, the growing level of penetration of distributed generation (majority of Power Park Modules) in many European countries requires the future Power Park Modules to participate in bulk system voltage regulation as well as it traditionally has been done by the synchronous generating units.

System characteristics:
System characteristics like network topology (e.g. degree of network meshing, the use of overhead power lines or cables, etc.), network loading (ratio of infeed and consumption) and the generation mix, have significant impact on the relevant parameters of the reactive power capability at maximum capacity requirement and should be taken into account reasonably by the relevant network operator when selecting them. For instance, highly meshed and/or heavily loaded networks need more lagging Reactive Power (production), whereas remote networks with modest power flows and low consumption need more leading Reactive Power (consumption) in order to keep the network voltage within the permitted range.
Moreover, distributed generation generates electricity from many small energy sources, commonly Power Park Modules, which could be weakly connected to the grid in remote locations, and consequently the degree of meshing is low. In these cases, the short circuit ratio of these locations might be too low and the voltage regulation in these areas is totally necessary to prevent the voltage collapse and to allow the power flows between areas. Therefore, the provision of a wide reactive power range from Power Park Modules, as reasonable as technically feasible, is absolutely necessary from this point of view to avoid these situations.
The rapid increase of renewable energy sources (RES) in many European countries results in

displacement of conventional generation, which presently provides active voltage control, both at transmission and distribution network, by Power Park Modules like wind and PV parks. Consequently, the contribution of these RES to voltage control is crucial in cases of high RES penetration. If Power Park Modules do not provide reactive power sufficiently, managing grid voltage would be jeopardized. In this context it needs to be noted, that inverters may provide capabilities of reactive power supply similar to synchronous generators.
The abovementioned system characteristics have significant impact on the reactive power requirement definition and should be taken into account properly when further specifying such capability. They have in common, that they cannot be described by long-term fixed values, but could vary as a result of changes to the system, both to topology and network and user technologies. Hence, assumptions of future developments need to be made and the parameters selected for exhaustively specifying reactive power capability at maximum capacity profile need to have margins to allow for maintaining the capability on a long-term basis.

IMPLEMENTATION GUIDELINE FOR NETWORK CODE "Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", 16 oktober 2013,
From Paragraph 3.15: Reactive Power Capability below Maximum Capacity (Power Park Modules)

Objective:
Reactive power is a key component in terms of voltage stability, which in turn is the foundation for cross-border trading. The influence on overall system voltage stability is essential for type C and D Power Generating Modules and will vary with location.
This requirement is focused on the provision of reactive power from Power Park Modules in the steady state to allow the Relevant Network Operator having a sufficient reactive power reserve even when the Power Park Module is operating at low active power output to keep voltages within the admissible limits in the power system operation.
The importance of a reactive power capability range is defined by the constantly increasing necessity of effective voltage regulation in the whole network. Voltage regulation becomes more complex because of the continuous change of network topology and characteristics, in particular driven by increasing long-distance power flows due to changes in the generation portfolio. Each Power generating Module Type C and D shall be capable to participate in system voltage regulation. Moreover, the growing level of penetration of distributed generation (majority of Power Park Modules) in many European countries requires the future Power Park Modules to participate in bulk system voltage regulation as well as it traditionally has been done by the synchronous generating units.

System characteristics:
System characteristics like network topology (e.g. degree of network meshing, the use of overhead power lines or cables, etc), network loading (ratio of infeed and consumption) and the generation mix, have significant impact on the relevant parameters of the reactive power capability below

maximum capacity requirement and should be taken into account reasonably by the relevant network operator when selecting them. For instance, highly meshed and/or heavily loaded networks need more lagging Reactive Power (production), whereas remote networks with modest power flows and low consumption need more leading Reactive Power (consumption) in order to keep the network voltage within the permitted range.
Moreover, distributed generation generates electricity from many small energy sources, commonly Power Park Modules, which could be weakly connected to the grid in remote locations, and consequently the degree of meshing is low. In these cases, the short circuit ratio of these locations might be too low and the voltage regulation in these areas is totally necessary to prevent the voltage collapse and to allow the power flows between areas. Therefore, the provision of a wide reactive power range from Power Park Modules, as reasonable as technically feasible, is absolutely necessary from this point of view to avoid these situations.
The rapid increase of renewable energy sources (RES) in many European countries results in displacement of conventional generation, which presently provides active voltage control, by Power Park Modules like wind and PV parks. Consequently, the contribution of these RES to voltage control, both at transmission and distribution network, is crucial in cases of high RES penetration. If Power Park Modules do not provide reactive power sufficiently, managing grid voltage would be jeopardized. In this context it needs to be noted, that inverters may provide capabilities of reactive power supply similar to synchronous generators.
The abovementioned system characteristics have significant impact on the reactive power requirement definition and should be taken into account properly when further specifying such capability. They have in common, that they cannot be described by long-term fixed values, but could vary as a result of changes to the system, both to topology and network and user technologies. Hence, assumptions of future developments need to be made and the parameters selected for exhaustively specifying reactive power capability below maximum capacity profile need to have margins to allow for maintaining the capability on a long-term basis.

"Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation"; ENTSO-E guidance document for national
implementation for network codes on grid connection, 29 March 2017.

Introduction

System inertia is an essential parameter for frequency stability of the energy supply system as it is a determining factor for frequency changes in case of load imbalances in the system (frequency sensitivity). As a result of displacement of conventional synchronous power generating modules, whose rotating masses inherently contribute to system inertia by power park modules connected through power electronics and growth in application of power electronic drives at the demand side, the total system inertia tends to decrease. This decrease will accelerate with the continuous changes of the generation portfolio resulting in increased frequency sensitivity if no countermeasures are taken. In this regard SI may become an essential aspect in context of frequency stability. The need for SI applies for smaller synchronous areas with high penetration of nonsynchronous generation which tend to have lower total system inertia and greater frequency sensitivity (such as Ireland and Great Britain), but also to large synchronous areas to prevent total system collapse in case of a system split and subsequent island operation. From a system operation perspective it can therefore be of crucial

importance that all generators (type C and above), HVDC systems and suitable demand units are able to provide SI. SI could then facilitate further expansion of RES, which do not naturally contribute to inertia.

NC frame

RfG defines synthetic inertia as the facility provided by a power park module or HVDC system to replace the effect of inertia of a synchronous power generating module to a prescribed level of performance. Based on Article 21 (2) (b) of RfG, the operating principle of control systems installed to provide synthetic inertia and the associated performance parameters shall be specified by the relevant TSO. Hence, RfG focuses on the performance requirement of the SI from a functional perspective rather than details on technical implementation to achieve the objectives. There are two distinct challenges.

1. Limit the system initial rate of change of frequency (RoCoF) – df/dt
   The initial RoCoF after a worst case disturbance needs to be kept below the maximum capability of users (demand and power generation units) to remain connected. User limitations include both control system robustness for high df/dt (including existing conventional plant) as well as use of df/dt for island detection and Loss of Mains (LOM) protection for embedded generators. For these aspects a form of SI contribution may be required within a few 100 ms.
2. Limit the lower/higher nadir of the frequency to avoid demand/generation disconnection.
   Limit how deep/high the frequency falls/rise after a major disturbance (using largest infeed loss as the criterion). A fast activated contribution contribute to raise the nadir above the first stage of demand disconnection. In this context, SI (possibly initiated by df/dt criterion and power increase proportional to df/dt) is not likely to be essential. Fast frequency response (delivered in the very first seconds) may be an alternative or supplement as reaching the nadir is likely to take several seconds.

Technology characteristics

Many patents and studies have investigated the measures and technical aspects of providing SI via power park modules and HVDCs. This includes the ability to charge/discharge energy into/from wind turbine blades, magnetic fields of machines and also DC link capacitors using different control schemes. Hence, the technical feasibility of SI is not an issue by principle (although may it be not mature enough presently and need more time for further technical enhancement).

A main challenge relates to frequency measurement. TSOs shall define the size of measurement rolling window, the acceptable delay time (which includes the measurement, processing and operation time), possible activation trigger and functionality rather than measuring technique and control method details. This may vary dependent upon the characteristics of the Synchronous Area (SA). The measurement challenge will increase if the control system is based on the df/dt.

Based on the Dynamic Stability Assessment findings, each TSO choosing to apply SI shall define at least the following requirements for the relevant elements:

- Measuring time window for calculation of frequency or df/dt and total delay time
- Function characteristics (e.g. df/dt vs. Δf, deadband and droop)

- TSO input signal for activation and access to alter settings such as droop

The above considerations require a well-founded strategy to deal with:

- potential measurement limitations such as fast transient movements of “frequency” (local angular movements),
- technical and operational limit of SI exploitation,
- the possibility to increase the size of DC-Link capacitors for storing more energy, and
- DR capabilities and likelihood of participation (technical limits).

Based on the Guideline on Electricity Transmission System Operation, all TSOs of that Synchronous Area shall conduct studies to identify if a need exists for the definition of the minimum required inertia. Each TSO is entitled to define and deploy in operation the minimum inertia in its own Responsibility Area. This calls for cooperation among TSOs in a SA in sharing necessary technical data, expertise and results.

Network code for requirements for grid connection applicable to all generators – Frequently asked questions, Entso-E, 19 june 2012.
Answer to FAQ 22: Why do you need the wide reactive power capability range?

Different types of networks (e.g. distribution or transmission purpose), different network topologies (degree of network meshing) and characteristics (ratio of infeed and consumption) need different ranges of Reactive Power. The provision of Reactive Power at a certain point in the network strongly depends on the local needs which are described in the sentence before. For instance, highly meshed and/or heavily loaded networks need more lagging Reactive Power (production), whereas remote networks with modest power flows and low consumption need more leading Reactive Power (consumption) in order to keep the network voltage within the permitted range.

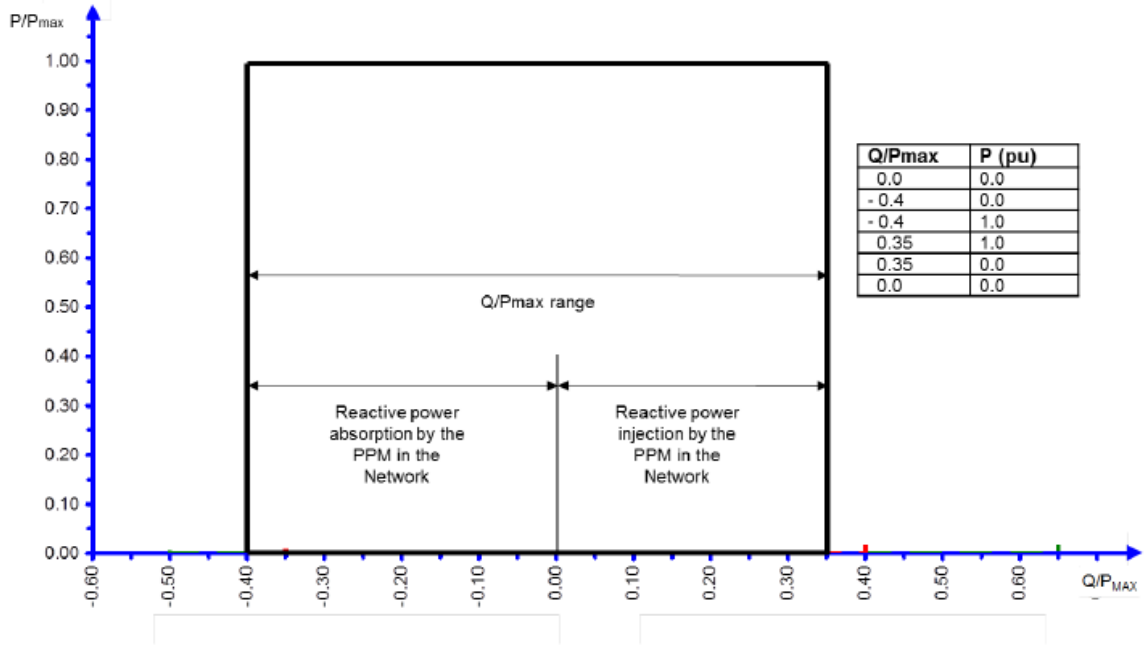
The importance of a wide Reactive Power Capability range is defined by the constantly increasing necessity of effective voltage regulation in the whole network. Voltage regulation becomes more complex because of the continuous change of network topology and characteristics, in particular driven by increasing long-distance power flows due to changes in the generation portfolio and the emerging internal electricity market. Each Power Generating Module, must be capable of participating in voltage regulation.

While the Reactive Power Capability for Synchronous Power Generating Modules below Maximum Capacity is defined by the possible operating points in the P-Q Capability Diagram of the Alternator a different approach is needed for Power Park Modules, for which a P-Q/P_{max}-diagram is introduced.

The same principle like in the U-Q/P_{max}-diagram applies when defining the Reactive Power Capability by a specific P-Q/P_{max}-profile. Within the outer envelope an inner envelope is defined per synchronous area. This inner envelope shall have a P-range of 1 pu and a Q/P_{max}-range as specified by the Network Code.

TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25)
Paragraaf 2.2: "Steady-State Reactive Power capability of a Power Park Module expressed by the P/Pmax - Q/Pmax profile".

The listed requirements in this paragraph apply to Steady State Condition of the Power System only, and do not apply to Transient Stability.
The minimum requirements for Reactive Power capability at the Connection Point of the Power Park Module from Active Power output in the range from 0 to Pmax are represented in Figure 1. The black lines outline the required area, the coordinates are represented in the accompanying table.
The limits for Reactive Power capability will be applied pro rata to the amount of Generating Units In Service (not out of service due to maintenance or failure).
In case a Power Park Module has a Reactive Power capability beyond the minimum requirements specified by Figure 1, the Reactive Power capability shall not be deliberately limited.
Operation outside the outlined area is accepted in case this is occurring as a result of the applied Voltage Control Mode as a result of the applied Voltage Control Mode settings and set points as indicated in Figure 3 of paragraph 2.4.



Q/Pmax	P (pu)
0.0	0.0
- 0.4	0.0
- 0.4	1.0
0.35	1.0
0.35	0.0
0.0	0.0

Figure 1 - Reactive Power capability in the range from 0 to Pmax.

In case the Power Park Module is off-line (no Generating Units are In Service) a tolerance band for Q/Pmax between -0.1 and 0.0 is allowed (in this tolerance band the Power Park Module is only allowed to absorb a limited amount of Reactive Power2 from the network). This tolerance band is not indicated in Figure 1.
This requirement implicates that the Power Park Module must compensate the Reactive Power of the Power Park Module cable Network.

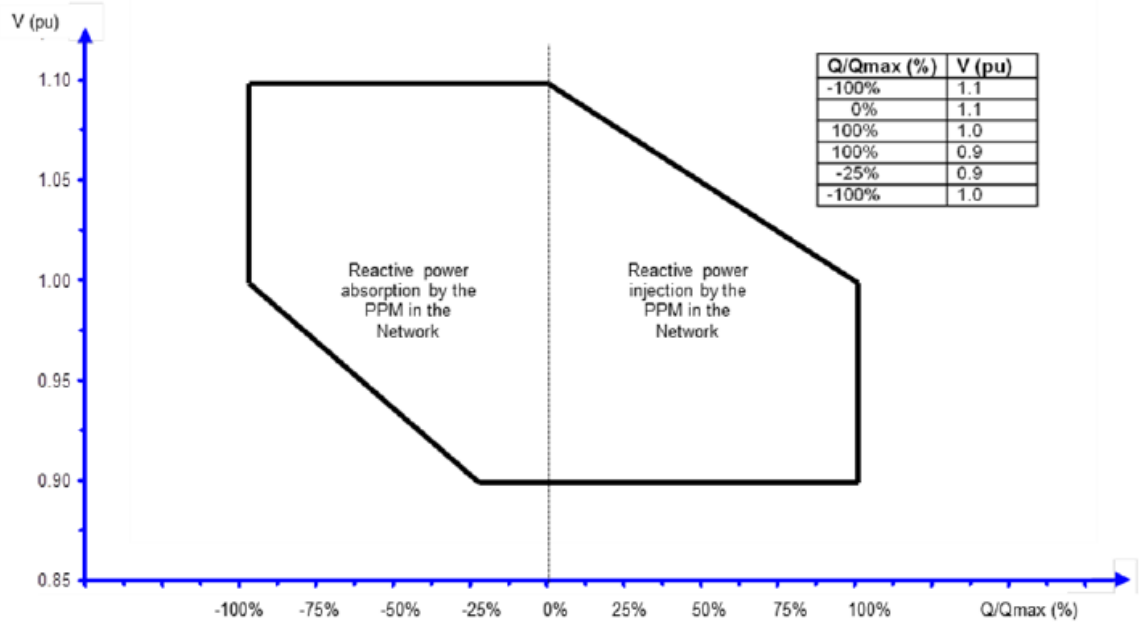
The Power Park Module shall be capable of moving to any operating point within its P/Pmax-Q/Pmax profile in timescales determined by the requirements of Reactive Power Control at the Connection Point of the Power Park Module.
TenneT shall have the right at any time to change the Reactive Power target value within the agreed Reactive Power range. The mechanism with which the Reactive Power target value is to be changed shall be agreed on (e.g. signal interface).

TenneT-document "Wind Farm Connection Requirements" (document nr. SOC 11-175, version 5.9, 2016-02-25)
Paragraaf 2.3: Steady-State Reactive Power capability depending on the operating voltage at the Connection Point of the Power Park Module expressed by the V - Q/Qmax profile

The listed requirements in this paragraph apply to Steady State Condition of the Power System only, and do not apply to Transient Stability.
In paragraph 2.2 the Reactive Power capability is defined . These requirements are lowered in certain ranges of the operational voltage at the Connection Point of the Power Park Module:

- Lowered requirement for absorption from the grid in case of low operational voltages;
- Lowered requirement for injection in the grid in case of high operational voltages;

The adjustments are represented in Figure 2 by a black line, the coordinates are represented in the accompanying table.
The required Reactive Power capability depending on the operational voltage at the Connection Point of the Power Park Module is expressed as a percentage of the minimum Reactive Power capability indicated in paragraph 2.2.



Q/Qmax (%)	V (pu)
-100%	1.1
0%	1.1
100%	1.0
100%	0.9
-25%	0.9
-100%	1.0

Figure 2 – Reactive Power capability diagram depending on the operational voltage at the Connection Point of the Power Park Module.

In case a Power Park Module has a Reactive Power capability beyond the voltage range specified by Figure 2, the Reactive Power capability shall not be deliberately limited.

Bijlage 3 Niet-limitatieve eisen (NLE's) van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) – Artikel 25

RfG Artikel 25, versie 01 (2017-10-31)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in 25(1) en 25(5) van NC RfG.

2. Strekking

Dit betreft eisen met betrekking tot spanningsstabiliteit voor offshore-power park modules.

3. Definities

aansluitpunt: het punt waarop de elektriciteitsproductie-eenheid, de verbruikersinstallatie, het distributiesysteem of het HVDC-systeem is aangesloten op een transmissiesysteem, een offshore netwerk, een distributiesysteem, inclusief gesloten distributiesystemen, of een HVDC-systeem, als vastgelegd in de aansluitovereenkomst;

synchrone zone: een zone de wordt beheerd door synchroon geïnterconnecteerde TSB's, zoals de synchrone zones van Continentaal Europa, Groot-Brittannië, Ierland en Noord-Ierland en Noord-Europa en de elektriciteitssystemen van Litouwen, Letland en Estland, gezamenlijk „Baltische staten" genoemd, die deel uitmaken van een grotere synchrone zone;

power park module: een eenheid of een verzameling van eenheden die elektriciteit opwekt, die ofwel niet-synchroon ofwel via vermogenselektronica met het systeem verbonden is en één aansluitpunt heeft met een transmissiesysteem, een distributiesysteem, inclusief een gesloten distributiesysteem, of een HVDC-systeem;

offshore-power park module: een offshore gelegen power park module met een offshore-aansluitpunt;

elektriciteitsproductie-eenheid: een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid of een power park module;

elektriciteitsproductie-installatie: een installatie waarin primaire energie wordt omgezet in elektrische energie en die bestaat uit één of meerdere elektriciteitsproductie-eenheden die via één of meerdere aansluitpunten met een netwerk zijn verbonden;

blindvermogen (ook „reactief vermogen" genoemd):de imaginaire component van het schijnbaar vermogen bij de grondfrequentie, doorgaans uitgedrukt in kilovar („kVAr") of megavar („MVAr");

4. Referenties

4.1 NC RfG

1. Onverlet het bepaalde in artikel 14, lid 3, onder a), en artikel 16, lid 3, onder a), is een AC-aangesloten offshore- power park module in staat op het netwerk aangesloten en in bedrijf te blijven binnen het in tabel 10 gegeven bereik van de netspanning op het aansluitpunt, uitgedrukt als spanning op het aansluitpunt gerelateerd aan de referentiespanning 1 pu, en voor de in diezelfde tabel gegeven bedrijfsperiodes.

Tabel 10

Synchrone zone	Spanningsbereik	Bedrijfsperiode
Continentaal Europa	0,85 pu - 0,90 pu	60 minuten
	0,9 pu - 1,118 pu(*)	Onbeperkt
	1,118 pu - 1,15 pu(*)	Door elke TSB te specificeren, maar niet minder dan 20 minuten en niet meer dan 60 minuten
	0,90 pu - 1,05 pu(**)	Onbeperkt
	1, 05 pu - 1,10 pu(**)	Door elke TSB te specificeren, maar niet minder dan 20 minuten en niet meer dan 60 minuten

(*) De spanningsbasis voor pu-waarden ligt beneden 300 kV.

(**) De spanningsbasis voor pu-waarden loopt van 300 kV tot en met 400 kV.

De tabel toont de minimumperiodes waarin een AC-aangesloten offshore-power park module in staat moet zijn om zonder ontkoppeling van het netwerk in bedrijf te blijven binnen verschillende van de referentie 1 pu-waarde afwijkende spanningsbanden.

5. De capaciteit voor het leveren van blindvermogen bij de maximumcapaciteit, als gespecificeerd in artikel 21, lid 3, onder b), geldt voor alle AC-aangesloten offshore-power park modules, met uitzondering van tabel 9. In de plaats daarvan zijn de eisen van tabel 11 van toepassing.

Tabel 11: Parameters voor figuur 8

Synchrone zone	Maximumbereik van Q/P_{max}	Maximumbereik van de stationaire spanning, uitgedrukt in pu
Continentaal Europa	0,75	0,225

RfG artikel 14, lid 3, onder a) betreft fault-ride-through-capaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van type B, C en D.
RfG artikel 16, lid 3, onder a) betreft fault-ride-through-capaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van type D.
RfG artikel 21, lid 3, onder b) betreft de capaciteit voor het leveren van blindvermogen bij maximumcapaciteit van PPM's van type C en D.

4.2 Implementation Guide document

Implementation Guideline For Network Code “Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” (16 October 2013)
Paragraph 3.14: Reactive Power Capability at Maximum Capacity (Power Park Modules)
See: Annex (chapter 7).

Network code for requirements for grid connection applicable to all generators – Frequently asked questions, Entso-E, 19 june 2012. Answer to FAQ 22: Why do you need the wide reactive power capability range?
See: Annex (chapter 7).

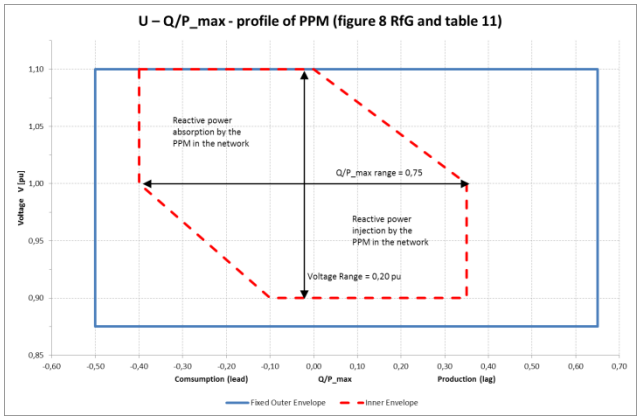
4.3 Netcode

Paragraaf 2.6: "Voorwaarden voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee".

Artikel 2.6.5: Voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee wordt tabel 10 bij artikel 25 van de Verordening (EU) 2016/631 vervangen door onderstaande tabel:

synchrone zone	spanningsband	bedrijfsperiode
Continentaal Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten
	0,9 pu – 1,118 pu	onbeperkt
	1,118 pu – 1,15 pu	60 minuten

Artikel 2.6.7: Voor de aansluiting van een offshore-power park module op het net op zee wordt figuur 8 bij artikel 21, derde lid, onderdeel b, van de Verordening (EU) 2016/631 als volgt nader gespecificeerd:



figuur c: voorgeschreven U-Q/Pmax-profiel van een offshore-power park module op het overdrachtspunt

Waarbij geldt dat:

a. De voorschriften van artikel 21 van de Verordening (EU) 2016/631 verwijzen uitsluitend naar de stabiele staat van het energiesysteem en niet naar transiënte stabiliteit.
b. De coördinaten van de hoekpunten van het rood gestippelde profiel in figuur c zijn:

Blindvermogen Q/P_{max} [pu]	Spanning V [pu]
-0,40	1,10
-0,40	1,00
-0,10	0,90
0,35	0,90
0,35	1,00
0,00	1,10

4.4 Systeemcode
Geen informatie.

4.5 Anders
20170921 concept BR-17-1328 codewijzigingsvoorstel net op zee II (concept versie 21 september 2017).
Toelichting op het voorstel ten aanzien van blindvermogensuitwisseling.
Bij het opstellen van het U-Q-diagram zoals dat thans in artikel 2.6.7 van de Netcode elektriciteit is opgenomen (met U-grenzen 0,90 pu en 1,10 pu), zijn de gangbare grenzen voor willekeurige productie-eenheden van enige omvang toegepast. Daarbij was bekend dat deze grenzen waarschijnlijk niet door de OPPM's gehaald zouden kunnen worden. Op dat moment zijn deze grenzen echter gehandhaafd om de ontwikkelaars van de OPPM's te stimuleren tot verdere technische ontwikkelingen. Achtergrond hierbij was, dat OPPM's tot dan toe op dit vlak maar zeer beperkte mogelijkheden boden. In het verleden was dat acceptabel, omdat windenergie maar een heel beperkt deel van de totale Nederlandse productie vertegenwoordigde. Nu windenergie (en met name windenergie op zee) een enorme vlucht neemt en binnen 10 jaar een substantieel deel van de totale Nederlandse elektriciteitsproductie gaat vertegenwoordigen, is het nodig dat ook windturbines meer en meer bij gaan dragen aan de netstabiliteit. De zeer beperkte U-Q-mogelijkheden van de windparken in het verleden moesten gezien de toekomst dus opgerekt worden. En daarom zijn bij de opstelling van het oorspronkelijke voorstel de grenzen gelijk gesteld aan die van conventionele productie-eenheden, wetende dat dat vanwege de offshore netconfiguratie wellicht praktisch niet haalbaar zou zijn.
Met de eerste OPPM's (Borssele I en II en Borssele III en IV) wordt nu duidelijk, dat er slechts offshore-net-beperkingen zijn en geen windturbine-beperkingen. Het U-Q-diagram kan nu dus (realiseerbaar) aangepast worden, waardoor de ontwerpers van windturbines iets meer speelruimte hebben. Hierbij is niet alleen naar de komende, geplande vijf offshore platforms gekeken, maar is ook naar de verdere toekomst gekeken (bijvoorbeeld IJmuiden Ver met mogelijk veel langere offshore 66 kV verbindingen).
Na het berekenen van de nieuwe grenzen voor het U-Q-diagram is getoetst hoe andere Europese TSO’s hun grenzen hebben gesteld. De enige Europese TSO met een enigszins vergelijkbaar offshore net bleek Energinet (Denemarken). De bovengrens van Energinet is 6% en is gelijk aan onze nieuw voorgestelde bovengrens. De ondergrens van Energinet is 10% en is afwijkend van onze nieuw voorgestelde ondergrens. Het verschil met de waarden van Energinet vindt zijn oorsprong in onze benadering lettend op de verdere toekomst (IJmuiden Ver).
Het bovenstaande betoog resulteert in een aangepaste figuur c in artikel 2.6.7 van de Netcode elektriciteit en in dienovereenkomstige aanpassing van de waarden in de tabel in onderdeel b van datzelfde artikel.

5. Overwegingen

<u>Betreffende RfG artikel 25(1):</u>

De offshore-PPM is al in de Netcode opgenomen. De invulling van de bedrijfsperiode voor spanningen tussen 1,118 pu en 1,15 pu (basisspanning beneden 300kV) en tussen 1,05 pu en 1,10 pu (basisspanning van 300kV tot en met 400kV) wordt daar op afgestemd.

Betreffende RfG artikel 25(5)
De offshore-PPM is al in de Netcode opgenomen. De invulling van de capaciteit voor het leveren van blindvermogen bij de maximumcapaciteit wordt afgestemd op de betreffende bepaling in de Netcode en het codewijzigingsvoorstel.

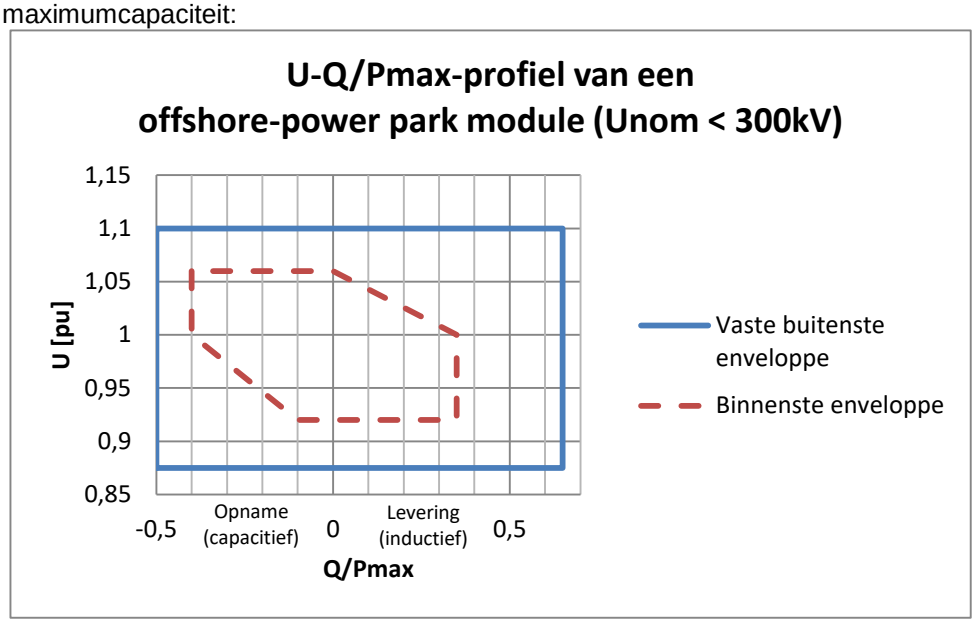
6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

Betreffende RfG artikel 25(1):
Voorstel voor de invulling van tabel 10

Synchrone zone	Spanningsbereik	Bedrijfsperiode
Continentaal Europa	0,85 pu - 0,90 pu	60 minuten
	0,9 pu - 1,118 pu(*)	Onbeperkt
	1,118 pu - 1,15 pu(*)	60 minuten
	0,90 pu - 1,05 pu(**)	Onbeperkt
	1, 05 pu - 1,10 pu(**)	60 minuten

(*) De spanningsbasis voor pu-waarden ligt beneden 300 kV.
(**) De spanningsbasis voor pu-waarden loopt van 300 kV tot en met 400 kV.

Betreffende RfG artikel 25(5)
Voorstel voor de invulling van de capaciteit voor het leveren van blindvermogen bij de maximumcapaciteit:



De coördinaten van de hoekpunten van het rood gestippelde profiel zijn:

Blindvermogen Q/P_{max} [pu]	Spanning V [pu]
-0,40	1,06
-0,40	1,00
-0,10	0,92
0,35	0,92
0,35	1,00
0,00	1,06
-0,40	1,06

7. Annex

IMPLEMENTATION GUIDELINE FOR NETWORK CODE "Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", 16 oktober 2013,
From Paragraph 3.14: Reactive Power Capability at Maximum Capacity (Power Park Modules)

Objective:
Reactive power is a key component in terms of voltage stability, which in turn is the foundation for cross-border trading. The influence on overall system voltage stability is essential for type C and D Power Generating Modules and will vary with location.
This requirement is focused on the provision of reactive power from Power Park Modules in the steady state to allow the Relevant Network Operator having a sufficient reactive power reserve when the Power Park Module is operating at maximum capacity to keep voltages within the admissible limits in the power system operation.
The importance of a wide reactive power capability range is defined by the constantly increasing necessity of effective voltage regulation in the whole network. Voltage regulation becomes more complex because of the continuous change of network topology and characteristics, in particular driven by increasing long-distance power flows due to changes in the generation portfolio. Each Power generating Module Type C and D shall be capable to participate in system voltage regulation. Moreover, the growing level of penetration of distributed generation (majority of Power Park Modules) in many European countries requires the future Power Park Modules to participate in bulk system voltage regulation as well as it traditionally has been done by the synchronous generating units.

System characteristics:
System characteristics like network topology (e.g. degree of network meshing, the use of overhead power lines or cables, etc.), network loading (ratio of infeed and consumption) and the generation mix, have significant impact on the relevant parameters of the reactive power capability at maximum capacity requirement and should be taken into account reasonably by the relevant network operator when selecting them. For instance, highly meshed and/or heavily loaded networks need more lagging Reactive Power (production), whereas remote

networks with modest power flows and low consumption need more leading Reactive Power (consumption) in order to keep the network voltage within the permitted range.
Moreover, distributed generation generates electricity from many small energy sources, commonly Power Park Modules, which could be weakly connected to the grid in remote locations, and consequently the degree of meshing is low. In these cases, the short circuit ratio of these locations might be too low and the voltage regulation in these areas is totally necessary to prevent the voltage collapse and to allow the power flows between areas. Therefore, the provision of a wide reactive power range from Power Park Modules, as reasonable as technically feasible, is absolutely necessary from this point of view to avoid these situations.
The rapid increase of renewable energy sources (RES) in many European countries results in displacement of conventional generation, which presently provides active voltage control, both at transmission and distribution network, by Power Park Modules like wind and PV parks. Consequently, the contribution of these RES to voltage control is crucial in cases of high RES penetration. If Power Park Modules do not provide reactive power sufficiently, managing grid voltage would be jeopardized. In this context it needs to be noted, that inverters may provide capabilities of reactive power supply similar to synchronous generators.
The abovementioned system characteristics have significant impact on the reactive power requirement definition and should be taken into account properly when further specifying such capability. They have in common, that they cannot be described by long-term fixed values, but could vary as a result of changes to the system, both to topology and network and user technologies. Hence, assumptions of future developments need to be made and the parameters selected for exhaustively specifying reactive power capability at maximum capacity profile need to have margins to allow for maintaining the capability on a long-term basis.

Network code for requirements for grid connection applicable to all generators – Frequently asked questions, Entso-E, 19 june 2012.
Answer to FAQ 22: Why do you need the wide reactive power capability range?

Different types of networks (e.g. distribution or transmission purpose), different network topologies (degree of network meshing) and characteristics (ratio of infeed and consumption) need different ranges of Reactive Power. The provision of Reactive Power at a certain point in the network strongly depends on the local needs which are described in the sentence before. For instance, highly meshed and/or heavily loaded networks need more lagging Reactive Power (production), whereas remote networks with modest power flows and low consumption need more leading Reactive Power (consumption) in order to keep the network voltage within the permitted range.

The importance of a wide Reactive Power Capability range is defined by the constantly increasing necessity of effective voltage regulation in the whole network. Voltage regulation becomes more complex because of the continuous change of network topology and characteristics, in particular driven by increasing long-distance power flows due to changes in the generation portfolio and the

emerging internal electricity market. Each Power Generating Module, must be capable of participating in voltage regulation.

While the Reactive Power Capability for Synchronous Power Generating Modules below Maximum Capacity is defined by the possible operating points in the P-Q Capability Diagram of the Alternator a different approach is needed for Power Park Modules, for which a P-Q/P_{max}-diagram is introduced.

The same principle like in the U-Q/P_{max}-diagram applies when defining the Reactive Power Capability by a specific P-Q/P_{max}-profile. Within the outer envelope an inner envelope is defined per synchronous area. This inner envelope shall have a P-range of 1 pu and a Q/P_{max}-range as specified by the Network Code.

RfG Artikel 35, versie 03 (2017-12-14)

1. Voorwoord

Dit document doet een voorstel voor de invulling van de niet-limitatieve eisen zoals bepaald in 35(4) van NC RfG.

2. Strekking

Dit betreft eisen met betrekking tot de geldigheid van de ION-status voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D. Deze NLE is een "kan"-bepaling.

3. Definities

elektriciteitsproductie-eenheid: een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid of een power park module;

elektriciteitsproductie-installatie: een installatie waarin primaire energie wordt omgezet in elektrische energie en die bestaat uit één of meerdere elektriciteitsproductie-eenheden die via één of meerdere aansluitpunten met een netwerk zijn verbonden;

ION: voorlopige bedrijfsvoeringsnotificatie (Interim Operational Notification): een kennisgeving, door de relevante systeembeheerder toegestuurd aan de eigenaar van een elektriciteitsproductie-installatie, eigenaar van een verbruikersinstallatie, distributiesysteembeheerder of eigenaar van een HVDC-systeem, waarbij deze toestemming krijgt respectievelijk een elektriciteitsproductie-eenheid, verbruikersinstallatie, distributiesysteem of HVDC-systeem via aansluiting op het net voor een beperkte tijdsperiode te exploiteren en conformiteitstests te beginnen teneinde overeenstemming met de relevante specificaties en eisen te waarborgen;

4. Referenties

4.1 NC RfG

De maximumperiode waarin de eigenaar van de elektriciteitsproductie-installatie een ION-status kan behouden, is 24 maanden. De relevante systeembeheerder kan een kortere periode voor de geldigheid van de ION specificeren. Een verlenging van de geldigheid van de ION wordt uitsluitend toegestaan als de eigenaar van de elektriciteitsproductie- installatie aanzienlijke vooruitgang heeft geboekt op weg naar volledige conformiteit. Nog aanwezige problemen worden op het moment van de aanvraag van de verlenging duidelijk geïdentificeerd.

4.2 Implementation Guide document

"Parameters of Non-exhaustive requirements", ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.
In dit document is Artikel 35, lid 4, niet genoemd als niet-limitatieve eis.

4.3 Netcode

Geen informatie.

4.4 Systeemcode
Geen informatie.

4.5 Anders
Geen informatie.

5. Overwegingen

Artikel 35, lid 4, is een "kan"-bepaling. De periode wordt generiek vastgelegd op maximaal 24 maanden. Gekozen is voor de maximale periode in verband met de soms langdurige bouwfase van windturbineparken.
Verlenging is mogelijk, zoals gesteld in artikel 35, lid 4.

6. Voorstel invulling niet-limitatieve eis

De periode voor de geldigheid van een ION-status is maximaal 24 maanden.

7. Annex

Niet van toepassing.