

29 NOVEMBER 2024. — Koninklijk besluit houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit

FILIP, Koning der Belgen,

Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen, Onze Groet.

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

Gelet op de Verordening (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode voor aansluiting van verbruikers;

Gelet op de Verordening (EU) 2016/1447 van de Commissie van 26 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting op het net van hoogspanningsgelijkstroomsystemen en op gelijkstroom aangesloten power park modules;

Gelet op de Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen;

Gelet op de Verordening (EU) 2017/2195 van de Commissie van 23 november 2017 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancerings;

Gelet op de Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet;

Gelet op de Verordening (EU) 2019/941 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG;

Gelet op de mededeling 2024/0258/B aan de Europese Commissie gedaan in toepassing van artikelen 5 en 6 van de Richtlijn (EU) 2015/1535 van het Europees Parlement en de Raad van 9 september 2015 betreffende een informatieprocedure op het gebied van technische voorschriften en regels betreffende de diensten van de informatiemaatschappij;

Gelet op de Grondwet, artikel 108;

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, de artikelen 8, 11, § 1, gewijzigd bij de wetten 21 juli 2021 en 21 mei 2023 en 30, § 2, gewijzigd bij de wet van 8 januari 2012;

Gelet op het advies van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas van 18 januari 2023;

Gelet op het advies van de Inspecteur van Financiën, gegeven op 12 juli 2023;

Gelet op de voorstellen van en het overleg met de transmissienetbeheerder op 8 september 2021, 28 juni 2022, 19 juli 2022, 26 juli 2022, 17 januari 2023, 22 maart 2023 en 1 juni 2023;

Gelet op het overleg met de gewesten;

Gelet op advies 74.610/3 van de Raad van State, gegeven op 9 november 2023 met toepassing van artikel 84, § 1, eerste lid, 2°, van de wetten op de Raad van State, gecoördineerd op 12 januari 1973;

Op de voordracht van de Minister van Economie, de Minister van Volksgezondheid, de Minister van Binnenlandse Zaken en de Minister van Energie en op het advies van de in Raad vergaderde Ministers,

Hebben Wij besloten en besluiten Wij :

BOEK 1 – ALGEMENE BEPALINGEN

TITEL 1 — *Definities*

Artikel 1. § 1. De definities vervat in artikel 2 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en in de Europese netcodes en richtsnoeren zoals gedefinieerd in paragraaf 2, 2°, zijn van toepassing op dit besluit.

§ 2. Voor de toepassing van dit besluit wordt verstaan onder:

1° IEC: Internationale Elektrotechnische Commissie;

2° Europese netcodes en richtsnoeren: de volgende Europese verordeningen:

a) Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, hierna “Europese netcode RfG” genoemd;

b) Verordening (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode voor aansluiting van verbruikers, hierna “Europese netcode DCC” genoemd;

c) Verordening (EU) 2016/1447 van de Commissie van 26 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting op het net van hoogspanningsgelijkstroomssystemen en op gelijkstroom aangesloten power park modules, hierna “Europese netcode HVDC” genoemd;

d) Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen, hierna “Europese richtsnoeren SOGL” genoemd;

e) Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet, hierna “Europese netcode E&R” genoemd;

3° CDS: het gesloten distributiesysteem bedoeld in artikel 2, tweede alinea, punt 5, van de Europese netcode DCC;

4° meteropname: de opname met een meter van de hoeveelheid actieve of reactieve energie die gedurende een tijdsperiode wordt geïnjecteerd of wordt afgenomen;

5° meter: een meetuitrusting die toestaat om een meteropname uit te voeren;

6° Elektriciteitswet van 29 april 1999: de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt;

7° transmissienetbeheerder: de netbeheerder bedoeld in artikel 2, 8°, van de Elektriciteitswet van 29 april 1999;

8° herstelplan: het herstelplan bedoeld in artikel 3, tweede alinea, 5), van de Europese netcode E&R;

9° systeembeschermingsplan: het systeembeschermingsplan bedoeld in artikel 3, lid 2, punt 63, van de Europese richtsnoeren SOGL;

10° noodtoestand: de systeemtoestand bedoeld in artikel 3, lid 2, punt 37, van de Europese richtsnoeren SOGL;

11° black-outtoestand: de systeemtoestand bedoeld in artikel 3, lid 2, punt 22, van de Europese richtsnoeren SOGL;

12° hersteltoestand: de systeemtoestand bedoeld in artikel 3, lid 2, punt 38, van de Europese richtsnoeren SOGL;

13° alarmtoestand: de systeemtoestand bedoeld in artikel 3, lid 2, punt 17, van de Europese richtsnoeren SOGL;

14° relevant juridisch kader: een overeenkomst tussen de transmissienetbeheerder en de betreffende systeemgebruiker waarin de op de desbetreffende installatie of aansluitingspunt van toepassing zijnde eisen overeenkomstig dit besluit worden aangeduid en waarin de toepassingsmodaliteiten van voornoemde eisen nader worden uitgewerkt;

15° gedragscode: de gedragscode bedoeld in artikel 11, § 2, van de Elektriciteitswet van 29 april 1999;

16° meetgegeven: een gegeven bekomen door een meteropname of meting met een meetuitrusting;

17° actieve energie: de integraal van het actief vermogen over een bepaald tijdsinterval;

18° reactieve energie: de integraal van het reactief vermogen over een bepaald tijdsinterval;

19° meetuitrusting: elke uitrusting voor het uitvoeren van meteropname en/of metingen, zoals meters, apparaten met als voornaamste functie het uitvoeren van metingen, meettransformatoren of bijhorende telecommunicatie-uitrustingen;

20° installatie: elke aansluiting op het transmissienet of gesloten industrieel net, elke in artikel 35 aangehaalde installatie van respectievelijk een systeemgebruiker, transmissienetgebruiker, een beheerder van een publiek distributienet, of een beheerder van een lokaal transmissienet, of directe lijn;

21° installatie van de systeemgebruiker: elke in artikel 35 aangehaalde uitrusting van een systeemgebruiker die door een aansluiting op een net is aangesloten;

22° installatie van de transmissienetgebruiker: elke in artikel 35 bedoelde uitrusting van een transmissienetgebruiker die door een aansluiting op het transmissienet is aangesloten;

23° aansluitingsinstallatie: elke uitrusting die nodig is om de installatie van de transmissienetgebruiker te verbinden met het transmissienet;

24° railstel: het driefasig geheel van drie metalen rails of geleiders die voor elke fase de identieke en gemeenschappelijk spanningspunten vormen en via dewelke de verschillende aangesloten toestellen (apparatuur, lijnen en kabels) onderling verbonden zijn;

25° werkdag: elke dag van de week, met uitzondering van zaterdag, zondag en wettelijke feestdagen;

26° meting: de opname op een bepaald tijdstip van een fysieke grootheid met een meetuitrusting;

27° CREG: Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas;

28° actieve verliezen: het verbruik van actief vermogen in het net dat veroorzaakt wordt door het gebruik van dat net;

29° toegangspunt of toegangspunt op het transmissienet: een punt dat gekarakteriseerd wordt door een fysieke plaats en een spanningsniveau waarvoor een toegang tot het transmissienet wordt toegewezen aan de toegangshouder met het oog op de injectie of afname van vermogen vanuit een elektriciteitsproductie-eenheid, een verbruiksinstallatie, een energieopslagfaciliteit, een gesloten industrieel net of een gesloten distributienet dat is aangesloten op het transmissienet; het toegangspunt is verbonden met één of meerdere aansluitingspunten van de betrokken transmissienetgebruiker die zich op hetzelfde spanningsniveau situeert en op hetzelfde onderstation;

30° verbindingspunt: een punt waarop het transmissienet met buitenlandse transmissienetten, de lokale transmissienetten en de publieke distributienetten verbonden zijn;

31° interfacepunt: de fysieke plaats en het spanningsniveau van het punt waar de installaties van een transmissienetgebruiker verbonden zijn met de aansluitingsinstallaties. Dit punt bevindt zich op de site van de transmissienetgebruiker en in ieder geval na het eerste aansluitingsveld vanaf het net aan de zijde van de transmissienetgebruiker;

32° injectiepunt: een toegangspunt vanaf waar het vermogen in het transmissienet wordt geïnjecteerd;

33° minister: de federale minister bevoegd voor Energie;

34° afnamepunt: een toegangspunt vanaf waar het vermogen vanuit het transmissienet wordt afgenomen;

35° lokale elektriciteitsproductie-eenheid: een elektriciteitsproductie-eenheid waarvan het injectiepunt identiek is aan het afnamepunt van één of meerdere in artikel 35, § 3, eerste lid, 1° bedoelde verbruiksinstallaties van een transmissienetgebruiker of, in het geval van een CDS, een CDS gebruiker, en die zich op dezelfde geografische site bevindt als deze verbruiksinstallaties;

36° ter beschikking gesteld vermogen: het schijnbaar vermogen in injectie en/of afname dat door de transmissienetbeheerder is vastgelegd voor een toegangspunt van een transmissienetgebruiker en die het recht geeft aan deze transmissienetgebruiker om vermogen te injecteren en/of af te nemen naar/van het transmissienet ten belope van dit ter beschikking gesteld vermogen;

37° kwaliteit: het geheel van de karakteristieken van de elektriciteit die een invloed kunnen hebben op de aansluitingsinstallaties, installaties van één of meerdere transmissienetgebruikers, het publiek distributienet en/of het lokaal transmissienet en die, onder meer, de continuïteit van de spanning en de elektrische karakteristieken van deze spanning en stroom, zoals de frequentie, de amplitude, de golfvorm en de symmetrie, omvatten;

38° aansluiting: elke uitrusting die nodig is om de installatie van de systeemgebruiker, beheerder van het publiek distributienet en beheerder van het lokaal transmissienet te verbinden met een net.

De aansluiting op het transmissienet van de transmissienetgebruiker bestaat uit de aansluitingsinstallaties tussen het aansluitingspunt en het interfacepunt, welke tenminste het eerste aansluitingsveld vanaf het transmissienet inhouden.

De aansluiting van publieke distributienetten of van lokale transmissienetten op het transmissienet bestaat uit het verbindingspunt dat zich situeert aan de secundaire van de transformator die deel uitmaakt van het transmissienet die de elektriciteitsspanning omzet naar de spanning van de publieke distributienetten of lokale transmissienetten.

De aansluiting van de gebruiker van een gesloten industrieel net wordt bepaald in de aansluitingsmodaliteiten afgesloten door de beheerder van het gesloten industrieel net met deze gebruiker van dat gesloten industrieel net;

39° register der meetuitrustingen: het register bijgehouden door de transmissienetbeheerder, overeenkomstig dit besluit;

40° Verordening 2019/941: Verordening (EU) nr. 2019/941 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG;

41° Verordening 543/2013: Verordening (EU) nr. 543/2013 van de Commissie van 14 juni 2013 betreffende de toezending en publicatie van gegevens inzake de elektriciteitsmarkten en houdende wijziging van bijlage I bij Verordening (EG) nr. 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad;

42° lokaal transmissienet: het gewestelijk transmissienet zoals bedoeld in de ordonnantie van het Brusselse Hoofdstedelijke Gewest van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, het plaatselijk vervoersnet van elektriciteit zoals bedoeld in het decreet van het Vlaamse Gewest van 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, het plaatselijk transmissienet, zoals bedoeld in het decreet van het Waalse Gewest van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt;

43° gesloten distributienet: het gesloten distributiesysteem bedoeld in artikel 2, tweede alinea, punt 5, van de Europese netcode DCC, voor zover het betrekking heeft op het gesloten distributienet, zoals bedoeld in het decreet van het Vlaamse Gewest van 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, het gesloten beroepsnet, zoals bedoeld in het decreet van het Waalse Gewest van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt en het privénet, zoals bedoeld in de ordonnantie van het

Brusselse Hoofdstedelijke Gewest van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest;

44° gesloten industrieel net: het gesloten distributiesysteem bedoeld in artikel 2, tweede alinea, punt 5, van de Europese netcode DCC, voor zover het betrekking heeft op het in de Elektriciteitswet van 29 april 1999 bedoelde gesloten industrieel net; voor de doeleinden van dit besluit en behoudens andersluidende bepalingen wordt het tracienet spoor gelijkgesteld met het gesloten industrieel net, zoals gedefinieerd in dit besluit;

45° publiek distributienet: geheel van onderling verbonden elektrische leidingen met een nominale spanning die gelijk is aan of minder is dan 70 kilovolt, en de bijbehorende installaties, die noodzakelijk zijn voor de distributie van elektriciteit aan afnemers, dat geen CDS of directe lijn is met uitzondering van het lokaal transmissienet;

46° AREI: het koninklijk besluit van 8 september 2019 tot vaststelling van Boek 1 betreffende de elektrische installaties op laagspanning en op zeer lage spanning, Boek 2 betreffende de elektrische installaties op hoogspanning en Boek 3 betreffende de installaties voor transmissie en distributie van elektrische energie, gewijzigd bij de koninklijke besluiten van 10 juli 2022 en 5 maart 2023;

47° ARAB: Algemeen Reglement voor de Arbeidsbescherming, rekening houdend met de opname ervan in de Codex over het welzijn op het werk;

48° hersteldienst: elke dienst zoals gedefinieerd door de transmissie-netbeheerder overeenkomstig de betreffende bepalingen van de Europese netcode RfG en de Europese netcode E&R die bijdraagt tot één of meerdere maatregelen van het herstelplan;

49°: black-startdienst: de dienst voorzien door elektriciteitsproductie-eenheden die over black-startmogelijkheden beschikken bedoeld in artikel 2, tweede alinea, punt 45, van de Europese netcode RfG, die één van de mogelijke hersteldiensten vormt;

50° elektrisch systeem: het geheel van de uitrustingen dat alle gekoppelde netten, alle aansluitingen en alle installaties van de op deze netten aangesloten systeemgebruikers omvat en tot de regelzone van de relevante transmissienetbeheerder behoort;

51° aansluitingsveld: het geheel van componenten van een aansluitingsinstallatie die in het bijzonder volgende functies waarborgen:

- a) het onder spanning brengen van de installaties van de transmissienetgebruiker vanuit het transmissienet;
- b) het uitschakelen en/of inschakelen van deze installaties;
- c) het fysiek scheiden van deze installaties van het transmissienet;

52° systeemgebruiker: elke natuurlijke of rechtspersoon die elektriciteit injecteert op of afneemt van een transmissienet, een lokaal transmissienet of een publiek distributienet, naargelang het geval als eigenaar van, een elektriciteitsproductie-installatie, van een verbruiksinstallatie, van een energieopslagfaciliteit, van een CDS of van een HVDC systeem, met dien verstande dat louter voor de toepassing van dit besluit en de Europese netcodes en richtsnoeren als eigenaar wordt beschouwd: de persoon die beschikt over het eigendomsrecht of, indien een derde met dewelke deze persoon een contractuele relatie heeft, over het eigendomsrecht beschikt, over het gebruiksrecht op deze installatie, dit net of dit systeem;

53° CDS-gebruiker: natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit injecteert op of afneemt van het/een CDS;

54° transmissienetgebruiker: een systeemgebruiker wiens elektriciteitsproductie-eenheid, verbruiksinstallatie, energieopslagfaciliteit, gesloten industrieel net, gesloten distributienet, of HVDC-systeem, op het transmissienet is aangesloten;

55° regelzone: de controlezone bedoeld in artikel 2, eerste alinea, punt 6, van Verordening 543/2013;

56° FCR: de frequentiebegrenzingsreserves bedoeld in artikel 3, lid 2, punt 6, van de Europese richtsnoeren SOGL;

57° FRR: de frequentieherstelreserves bedoeld in artikel 3, lid 2, punt 7, van Europese richtsnoeren SOGL;

58° referentiewaarde: de referentiewaarde bedoeld in artikel 2, tweede alinea, punt 25, van de Europese netcode RfG;

59° elektriciteitsproductie-eenheid: een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid of een power park module bedoeld in artikel 2, tweede alinea, punt 5, van de Europese netcode RfG;

60° substantiële modernisering: de modernisering van een installatie of vervanging van apparatuur die van zulke omvang is dat het bestaande aansluitingscontract dient te worden herzien, dan wel een nieuw aansluitingscontract vereist is zoals bedoeld in artikel 4 van de Europese netcode RfG, artikel 4 van de Europese netcode DCC en artikel 4 van de Europese netcode HVDC;

61° asynchrone energieopslagfaciliteit : een energieopslagfaciliteit, zoals gedefinieerd in de Elektriciteitswet van 29 april 1999, met uitsluiting van een eenheid of een verzameling van eenheden die elektriciteit opwekt, en voor zover die energieopslagfaciliteit ofwel niet-synchroon ofwel via vermogenselektronica met het systeem verbonden is en één aansluitpunt heeft met een transmissienet, inclusief een gesloten industrieel net, of een HVDC-systeem.

TITEL 2 — Toepassingsgebied

Art. 2. Dit besluit is niet van toepassing op:

1° systeemgebruikers aangesloten op het publiek distributienet of het lokaal transmissienet behoudens voor wat betreft de gevallen vermeld in artikel 4, § 5, tweede lid en systeemgebruikers aangesloten op een CDS behoudens voor wat betreft de gevallen vermeld in artikel 4, § 6;

2° elektrische voertuigen;

3° elektriciteitsproductie-eenheden die geïnstalleerd zijn met het oog op het leveren van een noodvoeding, minder dan vijf minuten per maand parallel functioneren met het transmissienet wanneer deze in een normale toestand verkeert en geen ondersteunende dienst leveren;

4° asynchrone energieopslagfaciliteiten die enkel dienen voor de noodvoeding van de transmissienetgebruiker, met name deze die geen enkele ondersteunende dienst leveren en, in ontladingsmodus, minder dan vijf minuten per maand parallel functioneren met het transmissienet wanneer dat in een normale toestand verkeert.

Het parallel functioneren met het transmissienet van onder 3° en 4° bedoelde elektriciteitsproductie-eenheden en de energieopslagfaciliteiten tijdens de onderhoudswerkzaamheden of testen voor indienstname wordt niet meegerekend in de berekening van de vijf minuten.

TITEL 3 — *Taken, opdrachten en algemene verplichtingen van de transmissienetbeheerder*

Art. 3. De transmissienetbeheerder voert de hem door dit besluit toevertrouwde taken uit in het kader van zijn wettelijke opdrachten, zoals bepaald in de Elektriciteitswet van 29 april 1999.

Art. 4. § 1. De transmissienetbeheerder waakt, na gezamenlijk overleg met de transmissienetgebruikers, over de kwaliteit en de betrouwbaarheid van de bevoorrading met passende middelen en maatregelen en overeenkomstig de bepalingen van dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving. Dit maakt het mogelijk om ten minste volgende kwaliteitsaanduidingen te bepalen:

1° de frequentie van de onderbrekingen;

2° de gemiddelde duur van de onderbrekingen;

3° de jaarlijkse duur van de onderbrekingen.

§ 2. De transmissienetbeheerder stelt tenminste eenmaal per jaar een verslag op en maakt dit openbaar op zijn website.

Dit verslag betreft:

1° de kwaliteit en de betrouwbaarheid van de bevoorrading in het transmissienet en de regelzone;

2° de evaluatie van de resultaten van de periodieke testen bedoeld in artikel 33.

§ 3. De transmissienetbeheerder neemt de vereiste maatregelen overeenkomstig artikel 20 van Europese richtsnoeren SOGL en bedoeld in artikel 21, wanneer het transmissienet zich bevindt in een alarmtoestand, noodtoestand, black-outtoestand of hersteltoestand of in één van de voormelde toestanden dreigt terecht te komen.

§ 4. De transmissienetbeheerder houdt het register der meetuitrustingen bij.

Indien het register der meetuitrustingen op een geïnformatiseerde drager gehouden wordt, neemt de transmissienetbeheerder de nodige maatregelen opdat ten minste één ongewijzigde kopie veilig op een identieke drager bewaard wordt met inachtneming van de toepasselijke bepalingen inzake bescherming van persoonsgegevens.

De transmissienetbeheerder waarborgt de publicatie van het register der meetuitrustingen.

§ 5. Onverminderd artikel 140, neemt de transmissienetbeheerder op geen enkele manier deel aan het operationeel beheer van het publiek distributienet, en draagt geen enkele verantwoordelijkheid in dat opzicht.

De transmissienetbeheerder heeft evenmin enige contractuele en/of operationele relatie met de systeemgebruikers aangesloten op de publieke distributienetten behoudens wat betreft relaties die hij zou hebben met de systeemgebruiker aangesloten op het publiek distributienet in de hiernavolgende gevallen, en na overleg met de publieke distributienetbeheerders desgevallend overeenkomstig de gedragscode:

1° indien zij hem ondersteunende diensten, diensten inzake vraagbeheer of diensten voor coördinatie en congestiebeheer verstrekken of een volume aan productiecapaciteit en/of een volume aan vraagbeheer ter beschikking stellen in het kader van de strategische reserve of optreden als capaciteitsleverancier in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme overeenkomstig de Elektriciteitswet van 29 april 1999; en/of

2° in toepassing van bepaalde operationele verplichtingen of verplichtingen in verband met informatieverstrekking die voortvloeien uit de Europese netcodes en richtsnoeren; en/of

3° iedere andere contractuele relatie met deze systeemgebruikers aangesloten op het publiek distributienet middels en na akkoord van de beheerders van het betrokken publiek distributienet.

§ 6. De transmissienetbeheerder heeft geen enkele contractuele en/of operationele relatie met de CDS gebruikers, behalve eventueel:

1° indien zij hem ondersteunende diensten, diensten inzake vraagbeheer, diensten voor coördinatie en congestiebeheer, diensten inzake deelname aan het capaciteitsvergoedingsmechanisme of diensten inzake de deelname aan de strategische reserve leveren overeenkomstig de Elektriciteitswet van 29 april 1999; en/of

2° in toepassing van bepaalde operationele verplichtingen of verplichtingen in verband met informatieverstrekking die voortvloeien uit de Europese netcodes en richtsnoeren; en/of

3° overeenkomstig andere contractuele afspraken met de betrokken CDS beheerder;

4° of overeenkomstig andere afspraken voortvloeiend uit de toepasselijke wetgeving.

Art. 5. De transmissienetbeheerder organiseert een overlegplatform ten behoeve van een permanente dialoog met de verschillende categorieën systeemgebruikers en marktspelers die op de Belgische elektriciteitsmarkt actief zijn, of hun vertegenwoordigers, aangaande specifieke problemen verbonden met de invoering van dit besluit.

Te dien einde ziet hij er onder meer op toe dat specifieke werkgroepen worden opgericht, dat de betrokken systeemgebruikers, marktspelers of hun vertegenwoordigers worden uitgenodigd en dat de bevindingen en formele aanbevelingen die uit deze werkgroepen voortvloeien aan de minister worden meegedeeld.

Deze aanbevelingen alsook het geheel van de werkzaamheden van het overlegplatform worden openbaar gemaakt op de website van de transmissienetbeheerder.

Deze aanbevelingen kunnen onder geen beding één of meerdere bepalingen van dit besluit wijzigen of vervangen.

Het overlegplatform legt zijn werkagenda en de werkingsregels van zijn werkgroepen en zijn algemene vergadering vast en maakt deze bekend op de website van de transmissienetbeheerder.

TITEL 4 — Bevoegdheden van de minister

Art. 6. De minister duidt een vertegenwoordiger van de Algemene Directie Energie aan om deel te nemen aan de werkgroepen bedoeld in artikel 5, tweede lid. De CREG wordt door de transmissienetbeheerder uitgenodigd als waarnemer aan de vergaderingen van deze werkgroepen. De minister kan de transmissienetbeheerder verzoeken, in samenspraak met de transmissienetbeheerder en/of de CREG, om één of meer punten aan het overlegplatform ter bespreking voor te leggen.

De minister keurt het systeembeschermingsplan, het herstelplan en het testplan goed overeenkomstig de artikelen 29 tot 32 en oefent de andere daarin opgenomen bevoegdheden uit.

De minister vervolledigt, op voorstel van de transmissienetbeheerder en na raadpleging van de transmissienetgebruikers overeenkomstig de bepalingen in artikel 5, de lijst van de algemene technische minimumeisen en de regelparameters bedoeld in artikel 46, § 1.

De minister wordt aangewezen als de bevoegde instantie inzake zekerheid van de elektriciteitsvoorziening overeenkomstig artikel 3 van Verordening (EU) nr. 2019/941 en artikel 11, § 1, vierde lid, van de Elektriciteitswet van 29 april 1999. Om een nationale elektriciteitscrisis te voorkomen, te beperken en te remediëren, geeft de minister uitvoering aan de opdrachten die aan de bevoegde instantie worden toegewezen in Verordening (EU) nr. 2019/941. De minister kan aan de Algemene Directie Energie operationele taken delegeren die betrekking hebben op het risicoparaatheidsplan en de risicobeheersing als bepaald in de Verordening (EU) 2019/941.

TITEL 5 — Tussenkomen van de CREG

Art. 7. De eisen en toepassingsmodaliteiten bedoeld in boeken 3 tot en met 9 van dit besluit worden voor elke installatie of aansluitingspunt aangeduid of nader uitgewerkt in het relevant juridisch kader, rekening houdend met de desbetreffende in de gedragscode voorziene voorschriften.

De CREG ziet toe op de conformiteit van de betreffende bepalingen, vervat in het in het eerste lid bedoelde relevant juridisch kader, met de voorschriften van dit besluit en van de gedragscode, in overeenstemming met de procedure desgevallend daarvoor vastgelegd in de gedragscode, en met de Europese netcodes en richtsnoeren.

In het kader van de beoordeling door de CREG van de afwijkingsaanvragen zoals bedoeld in artikel 60 van de Europese netcode RfG, artikel 50 van de Europese netcode DCC en artikel 80 van de Europese HVDC, verstuurt de CREG een kopie van elke afwijkingsaanvraag naar de Algemene Directie Energie binnen vijf werkdagen na de ontvangst ervan. De CREG maakt haar ook een kopie over van de eventuele bijkomende informatie die ze gevraagd of ontvangen zou hebben binnen vijf werkdagen na ontvangst van deze informatie. De Algemene Directie Energie kan een advies aan de CREG overmaken binnen drie maanden na ontvangst van de kopie van de afwijkingsaanvraag. Als de bijkomende informatie door de Algemene Directie Energie wordt ontvangen voor het verstrijken van de termijn van drie maanden, wordt de termijn om advies te verlenen aan de CREG verlengd met een maand. Als de bijkomende informatie door de Algemene Directie Energie wordt ontvangen na het verstrijken van de termijn van drie maanden, beschikt ze over een nieuwe termijn van een maand vanaf de ontvangst van deze informatie om haar advies over te maken.

De CREG wordt om advies verzocht en ontvangt de kennisgevingen zoals voorzien in en overeenkomstig de bepalingen van dit besluit en van de Europese netcodes en richtsnoeren.

TITEL 6 — Tussenkomen van de Algemene Directie Energie

Art. 8. § 1. De Algemene Directie Energie ontvangt van de transmissienetbeheerder of de CREG de formulieren, verslagen, mededelingen, kennisgevingen en informatie overeenkomstig de bepalingen van dit besluit en van de Europese netcodes en richtsnoeren.

§ 2. Wanneer de transmissienetbeheerder een kennisgeving aan de CREG doet overeenkomstig de gedragscode, maakt de CREG een kopie voor advies over aan de Algemene Directie Energie van de criteria die, overeenkomstig de gedragscode, ter goedkeuring aan de CREG worden voorgelegd en op basis waarvan de transmissienetbeheerder de te compenseren actieve verliezen op het transmissienet bepaalt. De Algemene Directie Energie stuurt haar advies binnen een maand naar de CREG en naar de transmissienetbeheerder.

Bij gebrek aan een advies binnen de vooropgestelde termijn wordt de Algemene Directie Energie geacht een gunstig advies te hebben gegeven.

De CREG maakt een kopie ter informatie over aan de Algemene Directie Energie van het jaarlijks verslag door de transmissienetbeheerder opgemaakt overeenkomstig de gedragscode met betrekking tot de actieve verliezen in het transmissienet.

§ 3. De Algemene Directie Energie verleent tevens ambtshalve of op verzoek van de CREG of de transmissienetbeheerder de adviezen overeenkomstig de bepalingen van dit besluit en van de Europese netcodes en richtsnoeren.

TITEL 7 — Formaliteiten, kennisgevingen, geheimhouding en openbaarheid, mededelingen en termijnen

Art. 9. § 1. Behoudens andersluidende bepalingen in dit besluit, gebeurt elke kennisgeving, neerlegging of mededeling bedoeld in dit besluit schriftelijk op het door de geadresseerde opgegeven laatste adres. Ingeval er een contactpersoon is aangeduid, worden die neerleggingen, mededelingen of kennisgevingen aan die persoon gericht.

Bij wijziging van adres of contactpersoon stelt de ontvanger van wie het adres of de contactpersoon is gewijzigd zijn correspondenten zo snel mogelijk van deze wijziging van adres of contactpersoon in kennis

en zorgt hij ervoor dat dit adres of de contactpersoon wordt gewijzigd in de documenten waarin het voormalige adres of de voormalige contactpersoon vermeld staat.

§ 2. Behoudens andersluidende bepalingen in dit besluit, wordt elke indiening, mededeling of kennisgeving van informatie met betrekking tot de uitwisseling van elektriciteit en het beheer van het transmissienet in het kader van dit besluit, uitgevoerd via de door de transmissienetbeheerder bepaalde elektronische middelen voor de uitwisseling van gegevens.

Elke neerlegging, mededeling of kennisgeving aan de CREG in het kader van de goedkeuringsbevoegdheid van die laatste, gebeurt overeenkomstig de toepasselijke wetgeving, uitgezonderd de gedragscode, of dit besluit, per aangetekende zending met ontvangstbewijs of door persoonlijke afgifte met ontvangstbewijs, geadresseerd aan het directiecomité of op een andere wijze zoals uitdrukkelijk schriftelijk overeengekomen met de CREG. Een kopie wordt op dezelfde manier verstuurd aan de Algemene Directie Energie wanneer zij beschikt over een adviesbevoegdheid overeenkomstig de toepasselijke wetgeving of dit besluit.

§ 3. De datum van kennisgeving wordt bepaald overeenkomstig artikel 1.5 van het Burgerlijk Wetboek.

Onverminderd andersluidende bepalingen in de toepasselijke wetgeving of dit besluit lopen de termijnen vermeld in dit besluit van middernacht tot middernacht. Zij beginnen te lopen op de eerste werkdag volgend op de dag van de handeling of van de gebeurtenis die daartoe aanleiding geeft. De vervaldag is in de termijn inbegrepen. Is die dag echter een zaterdag, zondag of wettelijke feestdag, dan wordt de vervaldag uitgesteld naar de volgende werkdag.

Bij gebreke aan een wettelijke termijn, zetten de transmissienetbeheerder en alle andere personen voor wie een verplichting van communicatie van informatie of gegevens geldt in dit besluit of de toepasselijke wetgeving, uitgezonderd de gedragscode, zich in om zo spoedig mogelijk deze informatie en/of gegevens met inachtneming van hun vertrouwelijkheidsverplichtingen mee te delen.

Art. 10. § 1. Wanneer de transmissienetnetbeheerder verantwoordelijk is voor de openbaarheid, met inbegrip van de bekendmaking van bepaalde informatie en/of gegevens, waarborgt hij deze openbaarheid met inachtneming van de in dit besluit of de toepasselijke wetgeving vastgestelde voorwaarden, modaliteiten en formaliteiten.

§ 2. Onverminderd de bepalingen van dit besluit inzake niet-openbaarmaking van vertrouwelijke of commercieel gevoelige informatie en gegevens waarvan hij kennis heeft krachtens dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving en zonder daarbij afbreuk te doen aan de door de Elektriciteitswet van 29 april 1999 of de Europese netcodes en richtsnoeren aan de CREG toegekende opdrachten en reguleringsbevoegdheid, verricht de transmissienetbeheerder de bekendmakingen met betrekking tot de onderwerpen vastgelegd in dit besluit overeenkomstig artikel 11, § 1, tweede lid, 7°, van de Elektriciteitswet van 29 april 1999, op een via internet toegankelijke server of iedere andere in dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving bepaalde drager.

§ 3. De transmissienetbeheerder en alle andere personen voor wie een verplichting van communicatie van informatie en/of gegevens geldt in dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving, treffen de nodige maatregelen om een passende beschikbaarheid en betrouwbaarheid van deze informatie en/of gegevens, te garanderen, met name, in voorkomend geval, door deze te actualiseren.

§ 4. Indien er krachtens de toepasselijke wetgeving of in dit besluit geen regels, eisen, modaliteiten en beginselen zijn bepaald met betrekking tot de communicatie en/of de uitwisseling van informatie en/of gegevens zoals bedoeld in dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving, bepaalt de transmissienetbeheerder deze regels, vereisten, modaliteiten en beginselen. De transmissienetbeheerder zal ter zake op geregelde basis binnen het overeenkomstig artikel 5 georganiseerde overleg, afstemmen met de betrokken partijen.

De transmissienetbeheerder treft de nodige technische, ICT, fysieke en organisatorische maatregelen, in voorkomend geval bij toepassing van de toepasselijke wetgeving, om de veiligheid van de informatienetwerken en -systemen waarvan hij gebruikmaakt in het kader van zijn activiteiten bedoeld in dit besluit, met name ter voorkoming en beheersing van de risico's en incidenten die dergelijke netwerken en systemen bedreigen, te waarborgen.

BOEK 2 – VOORSCHRIFTEN INZAKE ONDERSTEUNENDE DIENSTEN IN TE RICHTEN DOOR DE TRANSMISSIENETBEHEERDER**TITEL 1 — *Lijst van ondersteunende diensten***

Art. 11. De transmissienetbeheerder richt volgende ondersteunende diensten in:

1° balanceringsdiensten:

a) FCR;

b) FRR;

2° de regeling van de spanning en van het reactief vermogen zoals gedefinieerd in artikel 3, paragraaf 2, punt 21, van de Europese richtsnoeren SOGL;

3° de black-startdienst;

4° elke eventuele andere ondersteunende dienst al dan niet behorend tot een van de categorieën van 1° tot 3°, zoals beschermingsdiensten, die door de transmissienetbeheerder kan worden ontwikkeld volgens de bepalingen ter zake van de Europese netcodes en richtsnoeren, dit besluit en/of de gedragscode, hetzij in het kader van een harmonisering van de ondersteunende diensten op Europees of nationaal niveau, hetzij in het kader van een behoefte die de transmissienetbeheerder vaststelt om de veiligheid, betrouwbaarheid en efficiëntie van het net te verzekeren.

TITEL 2 — *Herstelplan*

Art. 12. Zonder afbreuk te doen aan het herstelplan bedoeld in artikel 23 van de Europese netcode E&R, bepaalt de transmissienetbeheerder de verschillende middelen bestemd om een dienst van herstel van het net te leveren na een spanningsinstorting ervan.

Art. 13. Onverminderd artikel 32, § 1, zesde lid, staat de eventuele coördinatie die nodig is met de betrokken distributienetbeheerder of de CDS-beheerder, overeenkomstig artikel 25, lid 1, van de Europese netcode E&R, beschreven in het herstelplan.

Art. 14. Onverminderd artikel 23 van de Europese netcode E&R, bevat het herstelplan de methodologie voor het bepalen van de behoefte aan hersteldiensten, van de keuze van de benodigde types hersteldiensten en van het benodigde volume van iedere hersteldienst. Het potentieel van energiebronnen met eilandbedrijfs geschiktheid en het potentieel van energiebronnen voor noodstroomvoorziening worden hierbij in rekening gebracht.

TITEL 3 — *Systeembeschermingsplan*

Art. 15. Onverminderd het systeembeschermingsplan bedoeld in artikel 11 van de Europese netcode E&R, bepaalt de transmissienetbeheerder de noodzaak en, indien toepasselijk, de verschillende middelen bestemd om een dienst van bescherming van het net te leveren.

Art. 16. De eventuele coördinatie die nodig is met de betrokken distributienetbeheerder, CDS-beheerder, overeenkomstig artikel 13, lid 1, van de Europese netcode E&R, staat beschreven in het systeembeschermingsplan.

Art. 17. Onverminderd artikel 11 van de Europese netcode E&R, bevat het systeembeschermingsplan, de methodologie voor het bepalen van de behoefte aan beschermingsdiensten, van de keuze van de benodigde types beschermingsdiensten en van het benodigde volume van iedere beschermingsdienst.

BOEK 3 – VOORSCHRIFTEN EN MAATREGELEN INZAKE VEILIGHEID EN TOEGANG TOT INSTALLATIES**TITEL 1 — *Voorschriften betreffende de veiligheid van personen***

Art. 18. De Belgische wettelijke en reglementaire bepalingen inzake de veiligheid van personen en goederen, en met name het ARAB en het AREI, de Code over het welzijn op het werk alsook de normen NBN-EN 50110-1 en NBN-EN 50110-2 en de op die gebieden rechtstreeks toepasselijke Europese en/of geharmoniseerde normen en standaarden en de eventuele latere wijzigingen, zijn van toepassing op iedere persoon die tussenkomt op het transmissienet, op de bijbehorende infrastructuur en/of installaties, met inbegrip van de transmissienetbeheerder, de transmissienetgebruiker en hun respectievelijke personeel, met inbegrip van hun aannemers, onderaannemers en leveranciers.

TITEL 2 — Toegang tot de transmissienetinfrastructuur en de aansluitingsinstallaties beheerd door de transmissienetbeheerder

Art. 19. Behoudens andersluidende bepaling in dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving gebeurt de toegang tot elk roerend of onroerend goed beheerd door de transmissienetbeheerder te allen tijde overeenkomstig de toegangs- en veiligheidsprocedures van de transmissienetbeheerder en met zijn voorafgaandelijk uitdrukkelijk akkoord.

Wanneer de door de transmissienetbeheerder beheerde transmissienetinfrastructuur en aansluitingsinstallaties zich op de site van de transmissienetgebruiker bevinden, passen de transmissienetbeheerder, zijn aannemers, zijn onderaannemers en zijn leveranciers eveneens de toegangs- en veiligheidsprocedures toe van de transmissienetgebruiker voor de toegang tot deze site voor zover deze toegangsprocedures geen afbreuk doen aan de uitvoering van dit besluit.

TITEL 3 — Toegang tot de installaties van de transmissienetgebruiker, en de systeemgebruiker

Art. 20. § 1. Behoudens andere in de Europese netcodes en richtsnoeren vastgestelde regels en/of modaliteiten heeft de transmissienetbeheerder, in zijn hoedanigheid van relevante netbeheerder of, in voorkomend geval, in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder, zonder onnodige risico's of beperkingen binnen een redelijke termijn, toegang tot de installaties van de transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval van elk andere systeemgebruiker, om er, in voorkomend geval in coördinatie met de relevante netbeheerder, inspecties en testen uit te voeren of te laten uitvoeren en/of testen te organiseren en/of laten organiseren, of andere maatregelen en/of formaliteiten in te stellen of te laten instellen met het oog op het controleren van de conformiteit met dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving.

Deze toegang wordt verleend in aanwezigheid van een vertegenwoordiger van de betrokken transmissienetgebruiker of de systeemgebruiker. De transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval, de systeemgebruiker mag de transmissienetbeheerder de toegang niet ontzeggen op grond van contractuele afspraken met derden met betrekking tot de installaties.

Voorts stellen de transmissienetbeheerder, de betrokken transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval, de systeemgebruiker zich ter beschikking van elkaar, om elkaar in kennis te stellen van risico's die eventueel gepaard gaan met hun aanwezigheid of die van hun vertegenwoordiger wanneer er testen, metingen en/of formaliteiten worden uitgevoerd.

§ 2. In de omstandigheden bedoeld in paragraaf 1 en tenzij anders aangegeven in dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving, leeft de transmissienetbeheerder de voorschriften betreffende de veiligheid van personen en goederen na die worden toegepast door de transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval, van elk andere systeemgebruiker. Te dien einde voorafgaand aan de uitvoering van de inspecties, testen of andere formaliteiten en/of maatregelen is de transmissienetgebruiker en/of, in voorkomend geval, de systeemgebruiker ertoe gehouden de transmissienetbeheerder schriftelijk te informeren over de toepasselijke voorschriften, met inbegrip van de procedures, en een kopie ervan te verstrekken.

De transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval, de systeemgebruiker mag ten aanzien van de transmissienetbeheerder geen strengere vereisten opleggen inzake veiligheid dan aan zijn eigen personeel, behalve indien het niet naleven van deze vereisten een direct gevaar voor de veiligheid en de gezondheid van het personeel van de transmissienetbeheerder, zijn aannemers, onderaannemers of leveranciers inhoudt.

Indien de transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval, de systeemgebruiker oordeelt dat het personeel van de transmissienetbeheerder, zijn aannemers, onderaannemers of leveranciers persoonlijke beschermingsuitrusting dienen te gebruiken tijdens de uitvoering van hun missie, die zijn oorsprong vindt in de activiteiten van de transmissienetgebruiker of de systeemgebruiker, dan stelt laatstgenoemde deze ter beschikking aan het interveniërende personeel van de transmissienetbeheerder, zijn aannemers, onderaannemers of leveranciers en geeft de nodige instructies voor het correct gebruik ervan. Deze terbeschikkingstelling kan aanleiding geven tot een redelijke financiële tussenkomst van de transmissienetbeheerder, of van zijn aannemers, onderaannemers en leveranciers, aan de transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval, de systeemgebruiker.

§ 3. Bij gebrek aan de in paragraaf 2, eerste lid, bedoelde informatie past de transmissienetbeheerder bij de uitvoering van inspecties, testen of andere formaliteiten en/of maatregelen met betrekking tot de

installaties van een transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval, een systeemgebruiker, zijn eigen voorschriften toe, inzake de veiligheid van personen en goederen.

§ 4. Wanneer de veiligheid of de technische betrouwbaarheid van het transmissienet het vereist, heeft de transmissienetbeheerder het recht de transmissienetgebruiker of, in voorkomend geval, de systeemgebruiker die hem krachtens dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving dergelijke toegang waarborgen, in gebreke te stellen om binnen de in de geschreven ingebrekestelling vastgestelde termijn de noodzakelijke werken welke in de ingebrekestelling zijn gepreciseerd, uit te voeren. Bij niet-uitvoering van deze werken binnen de in de ingebrekestelling vastgestelde termijn, na een allerlaatste ingebrekestelling met kopie voor de CREG, heeft de transmissienetbeheerder het recht de beschreven werken uit te voeren die nodig zijn voor het verzekeren van de veiligheid en de betrouwbaarheid van het net. De kosten van de werken vallen ten laste van de transmissienetgebruiker, tenzij hij bewijst dat ze te wijten zijn aan tekortkomingen van de transmissienetbeheerder of, in voorkomend geval, van een andere systeemgebruiker. In dit geval zijn inzake veiligheid van personen en goederen de bepalingen in de paragrafen 2 en 3 van toepassing.

TITEL 4 — Handelingen van de transmissienetbeheerder in geval van een gevaar voor personen of voor materiële schade of wanneer zijn net zich bevindt in de alarmtoestand, noodtoestand, in black-outtoestand of hersteltoestand

Art. 21. Onverminderd de toestand in welke het transmissienet wordt geclassificeerd overeenkomstig artikel 18 van de Europese richtsnoeren SOGL en, in voorkomend geval, de activatie van remediërende maatregelen zoals bedoeld in artikel 20 van de Europese richtsnoeren SOGL, van maatregelen uit het systeembeschermingsplan of van maatregelen uit het herstelplan of van maatregelen uit het risicoparaatheidsplan, neemt de transmissienetbeheerder alle handelingen die hij geschikt oordeelt om een gevaar voor de fysieke integriteit van personen of materiële schade afkomstig van een situatie waarvan hij kennis heeft, of die aan zijn kennis wordt gebracht door een andere netbeheerder, een systeemgebruiker, elke andere actor van de betrokken markt of een betrokken derde, te voorkomen of op te lossen.

Wanneer de transmissienetbeheerder overgaat tot de activatie van remediërende maatregelen in alarmtoestand, een systeembeschermingsplan of een herstelplan, geeft hij aan de CREG zo spoedig mogelijk kennis van alle handelingen die hij neemt en stelt een verslag op met een gedetailleerde uitleg van de redenen, de uitvoering en de gevolgen van deze handelingen. Dit verslag wordt binnen dertig dagen verstuurd aan de CREG, ter informatie aan de minister en de Algemene Directie Energie evenals, in voorkomend geval, aan de verschillende betrokkene partijen onverminderd de bepalingen van de artikelen 14, 18, 20 en 22 van de Europese netcode E&R. De CREG verstuurt een evaluatieverslag, met inbegrip van eventuele aanbevelingen ter verbetering van het systeembeschermingsplan of herstelplan over de door de transmissienetbeheerder genomen handelingen met toepassing van dit artikel, naar de minister en de transmissienetbeheerder.

BOEK 4 – OPSTELLEN VAN ELEKTRISCHE SCHEMA'S

Art. 22. Onverminderd de toepasselijke voorschriften van het AREI voldoen de op te maken elektrische schema's aan de volgende exploitatie eisen.

De elektrische schema's zijn van het eendraadstype op een A4 formaat of A3 formaat.

Alle uitrustingen en hoogspanningsinstallaties zijn aangeduid op de elektrische schema's via het gebruik van de symboliek IEC serie 617 of volgens elke andere symboliek meegeedeeld door de transmissienetbeheerder.

Een schema geeft de normale exploitatiesituatie van een site weer. In het normale exploitatieschema wordt de stand van de schakelapparatuur aangeduid.

Art. 23. § 1. De volgende uitrustingen dienen in het normale exploitatieschema opgenomen te zijn:

- 1° de railstellen;
- 2° de vermogensschakelaars;
- 3° de rail-, lijn-, kabel- en aardscheiders;
- 4° de toestellen voor het openen onder belasting;
- 5° de generatoren;
- 6° de vermogenstransformatoren, met inbegrip van hun eventuele aardingswijze, en de aansluiting van de hulpwikkelingen;
- 7° de condensatorbatterijen;
- 8° de inductiespoelen;

- 9° de statische compensatoren (SVC);
- 10° de stroomtransformatoren (TI);
- 11° de spanningstransformatoren (TP); en
- 12° de overspanningsbegrenzers.

§ 2. In de mate van het mogelijke, wordt bij de opstelling van de eendraadsschema's rekening gehouden met de geografische situatie van de toestellen. Toch wordt hun werkelijke schikking in de velden gerespecteerd.

§ 3. Het patroon omvat onder meer een gereserveerde plaats voor de nummers van het schema, voor de index van herziening en voor de datum.

BOEK 5 – VOORSCHRIFTEN INZAKE BEHEER EN EXPLOITATIE VAN HET TRANSMISSIENET

TITEL 1 — Algemene bepalingen

Art. 24. De tussenkomsten en schakelingen van de transmissienetgebruiker die de veiligheid, de betrouwbaarheid of de efficiëntie van het net beïnvloeden, kunnen enkel uitgevoerd worden mits het voorafgaandelijk akkoord van de transmissienetbeheerder.

In geval de transmissienetbeheerder weigert zijn akkoord te geven, geeft hij kennis van zijn gemotiveerde weigering aan de transmissienetgebruiker.

Art. 25. Een uitwisseling in realtime van gegevens met betrekking tot de standen van de schakelaars en de metingen van het actief en het reactief vermogen heeft continu plaats tussen de transmissienetbeheerder en de transmissienetgebruiker volgens de modaliteiten vastgelegd in het relevant juridisch kader.

Art. 26. De transmissienetgebruiker deelt aan de transmissienetbeheerder onverwijld alle informatie mee betreffende de abnormale werking van zijn installaties die onmiddellijk of op termijn de veiligheid, de betrouwbaarheid of de efficiëntie van het net kan beïnvloeden. Hij verstrekt onverwijld iedere door de transmissienetbeheerder gevraagde bijkomende informatie, onverminderd de bepalingen van artikel 40 van de Europese netcode E&R.

Art. 27. De transmissienetbeheerder deelt onverwijld en onder voorbehoud van vertrouwelijkheid overeenkomstig artikel 9, zesde lid en artikel 10, aan de betrokken transmissienetgebruikers de relevante informatie mee waarover hij beschikt met betrekking tot een abnormale werking van het net, rekening houdend met de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het net, onverminderd de bepalingen van artikel 40 van de Europese netcode E&R.

Art. 28. De transmissienetbeheerder kan afwijken van de regels die zijn vastgesteld in of krachtens dit besluit bij het nemen van maatregelen om de uitbreiding van een storing, om een abnormale werking of om een kritische situatie met betrekking tot de installaties van de transmissienetgebruiker te vermijden voor zover de genomen maatregelen evenredig en noodzakelijk zijn.

TITEL 2 — Systeembeschermingsplan, herstelplan en testplan

HOOFDSTUK 1. — Algemene bepalingen

Art. 29. § 1. Op voorstel van de transmissienetbeheerder en na advies van de CREG, keurt de minister de voorstellen goed die bedoeld zijn in artikel 4, lid 2, c) en g), van de Europese netcode E&R.

§ 2. Overeenkomstig artikel 4, lid 2, d), van de Europese netcode E&R, legt de transmissienetbeheerder aan de minister jaarlijks voor 1 november een voorstel ter goedkeuring voor met een lijst van significante systeemgebruikers met hoge prioriteit. De minister spreekt zich over de voorgelegde lijst uit binnen een termijn van één maand, te rekenen vanaf de dag van ontvangst van die lijst.

Voor de samenstelling van de lijst bedoeld in het eerste lid, levert de Algemene Directie Energie de noodzakelijke gegevens die verder aangevuld worden door de transmissienetbeheerder. Daarvoor raadt de Algemene Directie minstens:

- 1° de Federale Overheidsdienst Binnenlandse Zaken ;
- 2° de Federale Overheidsdienst Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu;
- 3° de distributienetbeheerders.

De entiteiten bedoeld in het tweede lid, 1° en 2°, verlenen hun medewerking aan de Algemene Directie Energie bij de identificatie van de onder hun toezicht vallende significante systeemgebruikers met hoge prioriteit bedoeld in het eerste lid.

De entiteiten bedoeld in het tweede lid, 3°, verlenen hun medewerking aan de Algemene Directie Energie, bij de identificatie van de op hun distributienet aangesloten significante systeemgebruikers met hoge prioriteit bedoeld in het eerste lid, overeenkomstig de Europese netcode E&R en overeenkomstig de toepasselijke regelgeving van de betreffende gewestelijke regulerende instantie.

Art. 30. In het kader van het overleg en de goedkeuringen bedoeld in de artikelen 29, 31 en 32, maakt de transmissienetbeheerder alle informatie over opgevraagd door de minister, door de Algemene Directie Energie of door de CREG.

HOOFDSTUK 2. — *Systeembeschermingsplan*

Art. 31. § 1. Onverminderd artikel 11, lid 1, van de Europese netcode E&R, maakt de transmissienetbeheerder, rekening houdend met de termijnen bedoeld in artikel 50 van de Europese netcode E&R en met de geldigheidsduur van de meeste recente goedkeuring, na raadpleging van de CREG en de Algemene Directie Energie, een voorstel van systeembeschermingsplan over aan de minister.

Na advies van de CREG en in overleg met de minister bevoegd voor Economie, keurt de minister het voorstel van systeembeschermingsplan bedoeld in het eerste lid en de wijzigingen ervan goed of verzoekt de minister aan de transmissienetbeheerder om een nieuw en aangepast voorstel ter goedkeuring voor te leggen. In afwijking hiervan, wordt het voorstel bedoeld in artikel 4, lid 2, d), van de Europese netcode E&R goedgekeurd door de minister volgens de in artikel 29, § 2, bepaalde procedure.

§ 2. Onverminderd de verplichtingen die van toepassing zijn op nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden overeenkomstig de Europese netcode RfG zijn de bestaande elektriciteitsproductie-eenheden, bedoeld in artikel 36, met een maximaal actief vermogen groter dan of gelijk aan 25 MW technisch in staat om op het eerste verzoek van de transmissienetbeheerder de levering van actief en reactief vermogen met het net in te stellen volgens een referentiewaarde bepaald door de transmissienetbeheerder.

§ 3. De verwijzingen die in andere wetgevende en reglementaire teksten worden gemaakt naar de “reddingscode” worden beschouwd als verwijzend naar het systeembeschermingsplan.

§ 4. Op voorstel van de transmissienetbeheerder, en na advies van de CREG en in overleg met de minister bevoegd voor Economie, bepaalt de minister het afschakelplan.

Met uitsluiting van de elementen die overeenkomstig van de Europese netcode E&R in het systeembeschermingsplan en in het herstelplan worden geregeld, waaronder de automatische en handmatige procedures voor verbruiksontkoppeling, mogen de maatregelen vastgesteld in het kader van het afschakelplan het volgende omvatten zolang geen risicoparaatheidsplan bedoeld in Verordening (EU) 2019/941 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG, inclusief expliciete handmatige procedures voor verbruiksontkoppeling, is in werking getreden:

1° de verplichting voor de transmissienetbeheerder:

- a) de aansluitingen geheel of gedeeltelijk te onderbreken;
- b) de verbindingen met andere netten in de regelzone te onderbreken of te wijzigen;

2° de verplichting voor de verbruikers of bepaalde categorieën van verbruikers, in het gehele land of bepaalde delen ervan, de elektriciteit die zij afnemen van het net te verminderen binnen de vooropgestelde limieten;

3° het verbod elektriciteit te gebruiken voor bepaalde doeleinden.

De maatregelen tot onderbreking van de koppelingen kunnen hetzij door tussenkomst van de netbeheerder worden geactiveerd, hetzij door automatische installaties die onder meer werken op basis van de frequentie gemeten in de regelzone of van een andere fysische grootte.

De modaliteiten van de communicatie van en tussen de transmissienetbeheerder en de betrokken ministers voor de toepassing van het afschakelplan worden bij ministerieel besluit vastgelegd.

§ 5. De maatregelen bedoeld in paragraaf 4 worden toegepast, hetzij in het gehele land, hetzij in een deel ervan overeenkomstig volgende criteria:

- 1° het niveau van beïnvloeding van de getroffen maatregelen;
- 2° de lokalisering van het probleem;
- 3° de graad van preventie en bescherming;
- 4° in de mate van het mogelijke, het behoud van de integriteit van het net.

§ 6. De modaliteiten voor de uitvoering van het afschakelplan bedoeld in paragraaf 4 worden in samenwerking met de beheerders van de publieke distributienetten, van de lokale transmissienetten en van het CDS uitgevoerd en houden, voor wat betreft de primordiale behoeften van de natie die elektrische energie vereist, zo veel mogelijk rekening met de volgende prioritaire aansluitingen, geklasseerd in aflopende volgorde van prioriteit:

1° de technische hulpsystemen nodig voor de vitale werking van de netten van de transmissienetbeheerder, de netten van de lokale transmissienetbeheerders, de publieke distributienetbeheerders en de beheerders van CDS;

2° de ziekenhuizen bedoeld in artikel 2 van de gecoördineerde wet van 10 juli 2008 op de ziekenhuizen en andere verzorginrichtingen;

3° de beheerscentrales van noodoproepen 100, 101 en 112 op basis van artikel 2, eerste lid, 61°, van de wet van 13 juni 2005 betreffende de elektronische communicatie, het Coördinatie- en Crisiscentrum van de Regering bedoeld door het koninklijk besluit van 18 april 1988 tot oprichting van het Coördinatie- en Crisiscentrum van de Regering en de coördinatiecomités van de gouverneurs bedoeld in artikel 32, § 3, van het koninklijk besluit van 22 mei 2019 betreffende de noodplanning en het beheer van noodsituaties op het gemeentelijk en provinciaal niveau en betreffende de rol van de burgemeesters en de provinciegouverneurs in geval van crisisgebeurtenissen en -situaties die een coördinatie of een beheer op nationaal niveau vereisen.

In geval van gehele of gedeeltelijke onderbreking van de prioritaire aansluitingen volgens het afschakelplan zorgen de transmissienetbeheerder en de beheerders van de ermee verbonden lokale transmissie- en publieke distributienetten, voor zover als mogelijk, voor een hervoeeding van de prioritaire aansluitingen.

Onverminderd 1°, 2° en 3° van het eerste lid en op voorstel van de in het koninklijk besluit van 31 januari 2003 tot vaststelling van het noodplan voor de crisisgebeurtenissen en -situaties die een coördinatie of een beheer op nationaal niveau vereisen bedoelde beheerscel, kunnen de ministers bevoegd voor Economie en Energie, in overleg met de transmissienetbeheerder en de betrokken publieke distributienetbeheerders, bijkomende koppelingen bepalen, die om economische redenen, redenen van veiligheid en openbare orde, redenen van volksgezondheid, of redenen van netbeheer en netherstel worden hervoeed.

§ 7. De minister legt de modaliteiten met betrekking tot de aankondiging van de beperkende maatregelen bedoeld in paragraaf 4 aanbevolen door de transmissienetbeheerder vast, zonder dat de termijnen vereist voor deze publicatie echter de toepassing van de maatregelen kunnen opschorten of vertragen.

HOOFDSTUK 3. — *Herstelplan*

Art. 32. § 1. Onverminderd artikel 23, lid 1, van de Europese netcode E&R, maakt de transmissienetbeheerder, rekening houdend met de termijnen bedoeld in artikel 51 van de Europese netcode E&R en met de geldigheidsduur van de meeste recente goedkeuring, na raadpleging van de CREG en de Algemene Directie Energie, een voorstel van herstelplan over aan de minister.

Na advies van de CREG en van de Algemene Directie Crisiscentrum van de Federale Overheidsdienst Binnenlandse Zaken en in overleg met de ministers bevoegd voor Economie en Binnenlandse Zaken, keurt de minister het voorstel van herstelplan bedoeld in het eerste lid en de wijzigingen ervan geheel of gedeeltelijk goed of verzoekt de minister in het geval van een gedeeltelijke goedkeuring of een afkeuring aan de transmissienetbeheerder om een nieuw en aangepast voorstel ter goedkeuring voor te leggen. In afwijking hiervan, wordt het voorstel bedoeld in artikel 4, lid 2, *d)*, van de Europese netcode E&R goedgekeurd door de minister volgens de in artikel 29, § 2, bepaalde procedure.

Onverminderd de verplichtingen die van toepassing zijn op nieuwe eenheden overeenkomstig de Europese netcode RfG, de Europese netcode DCC en de Europese netcode HVDC, zijn de bestaande elektriciteitsproductie-eenheden met een maximaal actief vermogen groter dan of gelijk aan 25 MW, de bestaande publieke distributienetten, de bestaande lokale transmissienetten en de bestaande HVDC-systemen die op het transmissienet zijn aangesloten, die allen als bestaand worden beschouwd overeenkomstig artikel 36, technisch in staat om op het eerste verzoek van de transmissienetbeheerder de uitwisseling van actief en reactief vermogen met het net in te stellen volgens een referentiewaarde bepaald door de transmissienetbeheerder.

De beheerders van bestaande op het transmissienet aangesloten verbruiksinstallaties, bedoeld in artikel 36, stellen een contactpersoon aan die beschikbaar is tijdens de hersteltoestand zoals gedefinieerd in artikel 18, lid 5, van de Europese richtsnoeren SOGL. Deze contactpersoon voert volgende maatregelen uit:

1° op verzoek van de transmissienetbeheerder, deze informeren over de toestand van zijn installaties en de mogelijkheden om het verbruik te hervatten;

2° hiermee rekening houdend, het verbruik stapsgewijs te verhogen volgens de door de transmissienetbeheerder gegeven instructies.

De beheerders van bestaande gesloten industriële netten en gesloten distributienetten aangesloten op het transmissienet bedoeld in artikel 36, stellen een contactpersoon aan die beschikbaar is tijdens de hersteltoestand zoals gedefinieerd in artikel 18, lid 5, van de Europese richtsnoeren SOGL. Deze contactpersoon voert volgende maatregelen uit:

1° de transmissienetbeheerder informeren over met name de toestand van zijn CDS, de mogelijkheden om de spanning op de onderstations van zijn CDS voor specifieke CDS gebruikers te herstellen en desgevallend de toestand/beschikbaarheid van hersteldiensten en de eventuele beschikbaarheid van overige middelen in functie van het herstel;

2° gevolg te geven aan de door de regionale controlecentra van de transmissienetbeheerder verstrekte aanwijzingen in verband met de hoeveelheid actief en reactief vermogen die via het aansluitingspunt wordt uitgewisseld met het transmissienet.

Als een aanbieder van hersteldiensten die is aangesloten op een CDS zijn hersteldiensten uitvoert, verzorgt de op het transmissienet aangesloten CDS-beheerder de coördinatie met de aanbieder van hersteldiensten en de transmissienetbeheerder in real time.

§ 2. De verwijzingen die in andere wetgevende of reglementaire teksten worden gemaakt naar de heropbouwcode worden beschouwd als verwijzingen naar het herstelplan.

TITEL 3 — Simulatie en periodieke test

Art. 33. De evaluatie van het systeembeschermingsplan en het herstelplan bedoeld in de artikelen 50 en 51 van de Europese netcode E&R wordt verricht door de transmissienetbeheerder in overleg met de betrokken partijen en op kosten van de transmissienetbeheerder.

TITEL 4 — Warmtekrachtkoppelings-eenheden en elektriciteitsproductie-eenheden die hernieuwbare energiebronnen gebruiken.

Art. 34. Tenzij anders bepaald in de van toepassing zijnde wetgeving geeft de transmissienetbeheerder, overeenkomstig artikel 11, § 1, tweede lid, 3°, van de Elektriciteitswet van 29 april 1999 voorrang aan elektriciteitsproductie-eenheden die hernieuwbare energiebronnen gebruiken en aan warmtekrachtkoppelingseenheden, rekening houdend met de bevoorradingszekerheid.

BOEK 6 – TYPOLOGIE VAN INSTALLATIES, TECHNISCHE VEILIGHEIDSCRITERIA EN VOORSCHRIFTEN MET MINIMUMEISEN

TITEL 1 — Typologie van installaties

Art. 35. § 1. Dit boek legt de technische veiligheidscriteria en voorschriften met minimumeisen voor technisch ontwerp en bedrijfsvoering en de eisen voor algemene toepassing vast voor alle transmissienetgebruikers.

De in het eerste lid bedoelde eisen worden op dergelijke manier vastgesteld en toegepast dat zij bijdragen aan:

1° de veiligheid, de betrouwbaarheid of de efficiëntie van het transmissienet of van de installaties van een andere transmissienetgebruiker; of

2° de spanningskwaliteit van het transmissienet; of

3° de kwalitatieve levering van diensten van vraagsturing, ondersteunende diensten, diensten voor coördinatie en congestiebeheer, strategische reserves en de kwalitatieve terbeschikkingstelling van capaciteit in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme aan de transmissienetbeheerder en aan de distributienetbeheerder.

§ 2. De toepasselijke technische veiligheidscriteria en voorschriften met minimumeisen en eisen voor algemene toepassing van toepassing op elektriciteitsproductie-eenheden worden vastgesteld in functie van de volgende categorieën:

- 1° elektriciteitsproductie-eenheden in het algemeen;
- 2° synchrone elektriciteitsproductie-eenheden;
- 3° power park modules;
- 4° offshore power park modules;
- 5° de op gelijkstroom aangesloten power park modules.

Iedere power park module wordt, voor de toepassing van de regels van dit besluit, steeds beschouwd als een overkoepelend geheel van generatoren verbonden met het transmissienet via een uniek aansluitingspunt.

Overeenkomstig het artikel 5, leden 2 en 3, van de Europese netcode RfG, worden de elektriciteitsproductie-eenheden bedoeld in het eerste lid geklasseerd in de types A, B, C en D, op basis van de volgende drempelcriteria:

- 1° voor elektriciteitsproductie-eenheden van type A:
 - a) het aansluitingspunt is gesitueerd onder 110 kV; en
 - b) het maximaal vermogen is tussen 0,8 kW inbegrepen en 1 MW niet inbegrepen;
- 2° voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type B:
 - a) het aansluitingspunt is gesitueerd onder 110 kV; en
 - b) het maximaal vermogen is tussen 1 MW inbegrepen en 25 MW niet inbegrepen;
- 3° voor elektriciteitsproductie-eenheden van type C:
 - a) het aansluitingspunt is gesitueerd onder 110 kV; en
 - b) het maximaal vermogen is tussen 25 MW inbegrepen en 75 MW niet inbegrepen;
- 4° voor elektriciteitsproductie-eenheden van type D:
 - a) het aansluitingspunt is gesitueerd onder 110 kV wanneer hun maximaal vermogen groter is dan of gelijk aan 75 MW; of
 - b) het aansluitingspunt is gesitueerd op of boven 110 kV, ongeacht het maximaal vermogen.

§ 3. De toepasselijke technische veiligheidscriteria en voorschriften met minimumeisen en eisen voor algemene toepassing van toepassing op installaties, andere dan de elektriciteitsproductie-eenheden zoals bedoeld in paragraaf 2 en dan de asynchrone energieopslagfaciliteiten zoals bedoeld in paragraaf 4, worden in de onderstaande categorieën ingedeeld, meer bepaald op basis van artikel 3, lid 1, van de Europese netcode DCC:

- 1° de verbruiksinstallaties aangesloten op het transmissienet;
- 2° de installaties van een publiek distributienet, die zijn aangesloten op het transmissienet;
- 3° de publieke distributienetten;
- 4° de gesloten industriële netten en gesloten distributienetten aangesloten op het transmissienet;
- 5° de verbruikseenheden die worden gebruikt door een verbruiksinstallatie of door een CDS om diensten van vraagsturing te leveren aan de relevante netbeheerders en aan de transmissienetbeheerder;
- 6° het lokaal transmissienet.

§ 4. De toepasselijke technische veiligheidscriteria en voorschriften met minimumeisen van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten zijn geklasseerd in de types A, B, C of D, op basis van de volgende drempelcriteria:

- 1° type A: het maximaal actief vermogen is tussen 0,8 kW inbegrepen en 1 MW niet inbegrepen;
- 2° type B: het maximaal actief vermogen is tussen 1 MW inbegrepen en 25 MW niet inbegrepen;
- 3° type C: het maximaal actief vermogen is tussen 25 MW inbegrepen en 75 MW niet inbegrepen;
- 4° type D: het maximaal actief vermogen is gelijk aan of groter dan 75 MW.

Voor de toepassing van dit boek, wordt onder maximaal actief vermogen van een asynchrone energieopslagfaciliteit het maximaal actief vermogen bedoeld dat de asynchrone energieopslagfaciliteit technisch gezien in staat is te leveren op het aansluitingspunt met het transmissienet.

TITEL 2 — *Criteria om installaties te beschouwen als bestaand of nieuw*

Art. 36. § 1. De installatie van een transmissienetgebruiker, inclusief elektriciteitsproductie-eenheden met pompslag, wordt in het kader van dit besluit beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 4, lid 2, a) en b), van de Europese netcodes respectievelijk RfG, DCC en HVDC.

De installatie van een transmissienetgebruiker die overeenkomstig artikel 4, lid 2, a) en b), van de Europese netcodes RfG, DCC en HVDC niet als bestaande wordt beschouwd, wordt in het kader van dit besluit beschouwd als een nieuwe installatie.

§ 2. Een asynchrone energieopslagfaciliteit bedoeld in artikel 35, § 4 wordt als bestaand beschouwd indien zij op de datum van 27 april 2019 reeds op het transmissienet is aangesloten. Zo niet, wordt ze als nieuw beschouwd.

TITEL 3 — *Normen, technische veiligheidscriteria en voorschriften met minimumeisen voor alle installaties aangesloten op het transmissienet*

HOOFDSTUK 1. — *Algemene bepalingen*

Art. 37. § 1. Deze titel stelt de eisen vast die van toepassing zijn op elke installatie en aansluiting met het transmissienet, ongeacht of deze als bestaand of nieuw worden beschouwd, overeenkomstig de Europese netcodes RfG, DCC en HVDC of overeenkomstig artikel 36, § 2.

§ 2. Onder voorbehoud van paragraaf 3 en van bijzondere regels die in dit boek nader worden beschreven, worden onder de technische eisen steeds specifieke eisen voorzien met betrekking tot het aansluitingspunt.

§ 3. De technische aansluitingseisen voor de HVDC systemen zijn toepasselijk op de wisselstroom aansluitingspunten van deze systemen overeenkomstig artikel 3, lid 4, van Europese netcode HVDC, onder voorbehoud van de uitzonderingen zoals bedoeld in hetzelfde artikel.

De technische aansluitingseisen voor de op gelijkstroom aangesloten power park modules en voor de remote-end HVDC convertorstations zijn van toepassing op het interfacepunt van dergelijke systemen overeenkomstig artikel 3, lid 5, van de Europese netcode HVDC, onder voorbehoud van de uitzonderingen zoals bedoeld in hetzelfde artikel.

§ 4. Wanneer meerdere bestaande elektriciteitsproductie-eenheden of asynchrone energieopslagfaciliteiten op hetzelfde aansluitpunt zijn aangesloten, zijn de bepalingen van dit besluit van toepassing op elk van deze elektriciteitsproductie-eenheden of asynchrone energieopslagfaciliteiten afzonderlijk.

Art. 38. De procedures voor exploitatie en onderhoud van aansluitingsinstallaties die een invloed hebben op de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het transmissienet of installaties van andere transmissienetgebruikers worden opgesteld door de transmissienetbeheerder.

Indien deze procedures een invloed hebben op de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van de installaties van de aangesloten transmissienetgebruiker worden deze procedures tussen de transmissienetbeheerder en de betreffende systeemgebruiker afgesproken en vastgelegd in het relevant juridisch kader.

HOOFDSTUK 2. — *Normen*

Art. 39. De aansluitingsinstallaties en de installaties van de transmissienetgebruikers zijn in overeenstemming met de normen en met de reglementen die van toepassing zijn op elektrische installaties.

De transmissienetbeheerder preciseert in het relevant juridisch kader op een transparante en niet-discriminerende wijze de op elke transmissienetgebruiker van toepassing zijnde normen, technische verslagen en andere referentieregels en ziet toe op hun naleving.

Art. 40. Het toegelaten niveau van storingen op het transmissienet veroorzaakt door de aansluitingsinstallaties en de installaties van de transmissienetgebruikers wordt bepaald door de normen en Europese en/of geharmoniseerde standaarden die algemeen worden toegepast door vergelijkbare sectoren op Europees niveau en, onder meer, door de technische rapporten CEI 61000-3-6 en CEI 61000-3-7.

De transmissienetgebruiker stelt alle aangepaste middelen in het werk om te vermijden dat de installaties, waarvan hij het beheer heeft, op het transmissienet storende verschijnselen veroorzaken die de grenzen, zoals gepreciseerd in het relevant juridisch kader, overschrijden.

Art. 41. Onverminderd de technische eisen die voortvloeien uit de Europese netcodes RfG, DCC en HVDC, levert de transmissienetbeheerder aan de transmissienetgebruiker een spanning op het aansluitingspunt die ten minste voldoet aan de norm EN 50160. De norm EN 50160 dient als referentiepunt voor alle spanningsniveaus voorzien in dit besluit.

Art. 42. De wijzigingen aangebracht aan een norm bedoeld in dit hoofdstuk zijn van toepassing op elke installatie en op elke aansluiting op het transmissienet overeenkomstig artikel 37, § 1, voor zover de norm of een wettelijke verplichting dit voorzien en voor zover er geen aanpassing aan bestaande overeenkomsten vereist is.

HOOFDSTUK 3. — *Algemene technische minimumeisen*

Art. 43. De waarden opgenomen in de tabellen van bijlage 1, A en B zijn van toepassing op de aansluitingsinstallaties, onafhankelijk van hun spanningsniveau. Alle op het transmissienet aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden, verbruiksinstallaties, asynchrone energieopslagfaciliteiten, HVDC-systemen of CDS'en voldoen, voor alle installaties op het spanningsniveau van het interfacepunt, aan de in tabellen in bijlagen 1, A en B opgenomen waarden voor dit spanningsniveau van het interfacepunt.

De installaties op het eerste spanningsniveau onder het spanningsniveau van het interfacepunt zijn zo gedimensioneerd dat ze het maximaal toelaatbare kortsluitvermogen op het aansluitingspunt niet zullen beperken waarbij het maximaal toelaatbare kortsluitvermogen op het aansluitingspunt is de maximale waarde die voor dit spanningsniveau in bijlage 1, A en B is opgenomen.

Deze waarden kunnen nader worden vastgesteld in het relevant juridisch kader, waarbij die waarden gelden als één van de relevante specificaties en eisen die het voorwerp uitmaken van de kennisgevingen bedoeld in artikel 2, tweede lid, punten 62 en 64, van de Europese netcode RfG, hoofdstuk 2 van de Europese netcode DCC en titel V van de Europese netcode HVDC.

Art. 44. De aansluitingsvelden van de aansluitingsinstallaties zijn uitgerust met beveiligingen, teneinde selectief een fout uit te schakelen binnen een maximum toegelaten tijdsinterval, waarin begrepen de tijd voor de werking van de beveiliging, voor de werking van de vermogensschakelaar en het doven van de boog zoals vermeld in de bijlage 2, A en B.

De beveiligingen bedoeld in het eerste lid worden door de transmissienetbeheerder gepreciseerd in het relevant juridisch kader.

Art. 45. Voor wat betreft de technische eisen die niet geregeld worden in dit besluit of in de Europese netcodes en richtsnoeren bepaalt de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader de toepasselijke algemene technische minimumeisen en regelparameters, waarvan onder meer:

1° het eendraadsschema met inbegrip van het eerste aansluitingsveld vanaf het transmissienet, de structuur van het onderstation waarvan dit veld deel uitmaakt en de railstellen van dit onderstation;

2° de technisch-functionele minimumspecificaties van de aansluitingsinstallaties.

Art. 46. § 1. De transmissienetbeheerder bepaalt de technisch-functionele minimumspecificaties aan te wenden voor de installaties van de transmissienetgebruiker, ten einde de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het transmissienet te waarborgen. Deze technisch-functionele minimumspecificaties hebben betrekking op:

1° de effecten teweeggebracht door de installaties van de transmissienetgebruiker ter hoogte van het interfacepunt in termen van:

a) de minimale en maximale eenfasige en driefasige kortsluitvermogens die de installaties van de transmissienetgebruiker kunnen injecteren in het transmissienet op het aansluitingspunt;

b) de maximale foutafschakeltijd door de hoofd- en reservebeveiligingen;

c) de nulpuntschakeling van de installaties van de transmissienetgebruiker (aarding, aardingsimpedanties, wikkelschakelschema van de transformatoren);

d) de maximaal toegelaten niveaus van storingsemissies geïnjecteerd in het transmissienet door de installaties van de transmissienetgebruiker;

2° de technische karakteristieken van de installaties van de transmissienetgebruiker aangesloten op het spanningsniveau van het interfacepunt of, bij ontbreken van dergelijke installaties van de transmissienetgebruiker bijvoorbeeld in geval de installaties van de transmissienetgebruiker beginnen met een spanningstransformatie, de technische karakteristieken van de installaties van de transmissienetgebruiker aangesloten op het eerste spanningsniveau rechtstreeks verbonden met het spanningsniveau van het interfacepunt via een enkele transformatie, in termen van:

- a) isolatieniveau;
- b) kortsluitvastheid;
- c) onderbrekingsvermogen van de vermogensschakelaars.

Deze technische karakteristieken houden rekening met de specifieke vereisten van de verplichte algemene technische minimumeisen, zoals vastgelegd in artikel 43;

3° in het algemeen elke uitrusting die een niet verwaarloosbare invloed kan hebben op de kwaliteit van de spanning of storingen in het transmissienet kan veroorzaken;

4° de telecommunicatiemiddelen te installeren bij de installaties van de transmissienetgebruiker;

5° na overleg met de transmissienetgebruiker:

- a) de vergrendelingen en de automatismen te installeren bij de installaties van de transmissienetgebruiker;
- b) de technische oplossingen en de regelparameters aan te wenden in het kader van het systeembeschermingsplan en het herstelplan.

§ 2. De algemene technische minimumeisen, regelparameters en andere bepalingen bedoeld in paragraaf 1 worden vastgelegd in het relevant juridisch kader.

Art. 47. Met inachtneming van de principes bedoeld in de artikelen 43 en 44 bepalen de transmissienetgebruiker en de transmissienetbeheerder in overleg, in het relevant juridisch kader, aangaande de aspecten die niet geregeld worden in dit besluit of in de Europese netcodes en richtsnoeren, en die rechtstreeks verbonden zijn met de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het transmissienet:

1° het eendraadsschema van de structuur van het net van de installaties van de transmissienetgebruiker, dat omvat:

- a) de spanningsniveaus van de installaties van de transmissienetgebruiker die het (de) interfacepunt(en) bevat(ten);
- b) alle mogelijke verbindingen tussen de verschillende aansluitingen met inbegrip van de transformatoren evenals de eventuele verbindingen met de elektriciteitsproductie-eenheden;
- c) de eventuele apparatuur voor het compenseren van reactieve energie;
- d) voor de transformatoren die verschillende aansluitingen kunnen verbinden, de bepaling van hun wikkelschakelschema, de nominale spanningen en de eventuele regelstanden;
- e) alle uitrustingen aangesloten op deze spanningsniveaus die storingen kunnen teweegbrengen;

2° de eventuele automatische wederinschakeling van luchtlijnen;

3° de exploitatiewijzen (hoofdaansluiting en noodaansluiting).

Art. 48. De transmissienetgebruiker deelt uit eigen beweging aan de transmissienetbeheerder alle informatie mee met betrekking tot zijn installaties die een impact hebben op de kwaliteit, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het transmissienet en van de installaties van de andere transmissienetgebruikers.

Art. 49. De algemene technische minimumeisen, de regelparameters en de technisch-functionele minimumspecificaties beschreven in de artikelen 43 tot 48 hebben onder meer de volgende doelstellingen:

1° op niet-discriminerende wijze ertoe bijdragen dat de toepasselijke of geplande exploitatievoorwaarden voor het transmissienet op het aansluitingspunt volstaan om de aansluitingsinstallaties, de installaties van de transmissienetgebruikers en, in voorkomend geval, een uitbreiding van het transmissienet te aanvaarden zonder afbreuk te doen aan de goede werking van de installaties van andere transmissienetgebruikers of van het transmissienet en zonder schadelijke terugkoppeling naar de installaties van andere transmissienetgebruikers, of naar het transmissienet te brengen;

2° op niet-discriminerende wijze ertoe bijdragen de harmonieuze ontwikkeling van het transmissienet te bevorderen.

HOOFDSTUK 4. — *Specifieke bepalingen met betrekking tot de aansluitingsinstallaties opgesteld op een terrein waarvan de transmissienetbeheerder het landbeheer krachtens een zakelijk recht niet heeft*

Art. 50. § 1. In het geval dat de aansluitingsinstallaties op een terrein staan, dat niet het landbeheer krachtens een zakelijk recht is van de transmissienetbeheerder en waarvan de transmissienetgebruiker het gebruik heeft, dient de transmissienetgebruiker:

1° erop toe te zien, op eigen kosten, dat deze aansluitingsinstallaties op elk moment voor de transmissienetbeheerder toegankelijk zijn;

2° alle maatregelen te nemen, die redelijkerwijs van hem verwacht kunnen worden om elke beschadiging aan het transmissienet, aan de aansluitingsinstallaties, en/of aan de installaties van een andere transmissienetgebruiker te voorkomen;

3° indien dit technisch mogelijk is, erop toe te zien dat de transmissienetbeheerder het recht en de mogelijkheid heeft op elk moment aanvullende of bijkomende aansluitingsuitrustingen te plaatsen voor deze transmissienetgebruiker;

4° erop toe te zien dat de transmissienetbeheerder het recht en de mogelijkheid heeft om op elk moment het geheel of een gedeelte van de aansluitingsuitrustingen, waarvan hij eigenaar is, te vervangen;

5° erop toe te zien dat, op geen elk moment, de rechten van de transmissienetbeheerder met inbegrip van de eigendom of het gebruik, de toegang en de effectieve controle op het geheel of een gedeelte van de aansluitingsinstallaties worden aangetast.

§ 2. De uitvoeringsmodaliteiten voor het uitoefenen van de verplichtingen bedoeld in paragraaf 1 worden gepreciseerd in het relevant juridisch kader.

HOOFDSTUK 5. — *Identificatie van de uitrustingen*

Art. 51. Elke uitrusting die van een aansluitingsinstallatie deel uitmaakt wordt geïdentificeerd overeenkomstig een code opgesteld door de transmissienetbeheerder.

Art. 52. Na raadpleging van de transmissienetgebruiker bepaalt de transmissienetbeheerder, volgens de door hem opgestelde code, de te identificeren uitrustingen die deel uitmaken van de installaties van de transmissienetgebruiker.

Deze bepaling beoogt hoofdzakelijk de uitrustingen bedoeld in artikel 47.

Art. 53. De uitrustingen bedoeld in de artikelen 51 en 52 worden van een identificatieplaat voorzien die de code van de uitrusting duidelijk vermeldt.

HOOFDSTUK 6. — *Bijkomende technische eisen voor de compensatie van reactieve energie voor een verbruiksinstallatie bedoeld in artikel 35, § 3, 1°*

Art. 54. De transmissienetbeheerder heeft het recht om, behoudens onmiddellijke rechtzetting door de verbruiksinstallatie bedoeld in artikel 35, § 3, 1°, de technische middelen aan te wenden die nodig zijn voor de compensatie van reactieve energie, of, meer in het algemeen, voor de compensatie van ieder verstorend fenomeen, wanneer deze verbruiksinstallatie aangesloten op het transmissienet aanleiding geeft tot een bijkomende afname van reactieve energie, die een correctie noodzaakt, of wanneer ze de veiligheid, de betrouwbaarheid of de efficiëntie van het transmissienet verstoort.

De transmissienetbeheerder motiveert zijn beslissing en deelt deze mede aan de betrokken transmissienetgebruiker.

TITEL 4 — *Aanvullende technische eisen voor de aansluiting op het transmissienet van bestaande elektriciteitsproductie-eenheden en asynchrone energieopslagfaciliteiten*

HOOFDSTUK 1. — *Algemeen*

Art. 55. Deze titel bepaalt de technische eisen die van toepassing zijn op de aansluiting op het transmissienet van elektriciteitsproductie-eenheden en asynchrone energieopslagfaciliteiten zoals bedoeld in artikel 35, §§ 2 en 4, beschouwd als bestaand overeenkomstig artikel 36, ter aanvulling van de technische vereisten voorzien in titel 3 en de technische vereisten gepreciseerd in het relevant juridisch kader.

HOOFDSTUK 2. — *Werkingsvoorwaarden*

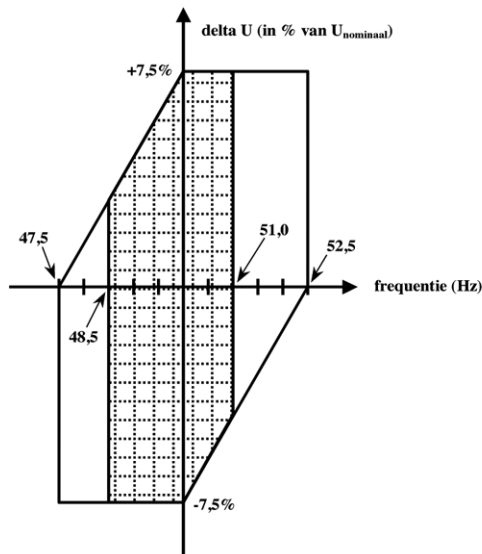
Art. 56. § 1. Een bestaande elektriciteitsproductie-eenheid of een asynchrone energieopslagfaciliteit beschouwd als bestaand overeenkomstig artikel 36, werkt synchroon met het transmissienet:

1° zonder beperking in de tijd indien de frequentie gemeten in de regelzone begrepen is tussen 48.5 Hz en 51 Hz; en

2° tijdens een in gemeenschappelijk akkoord tussen de transmissienetgebruiker en transmissienetbeheerder bepaalde tijd indien de frequentie gemeten in de regelzone tussen 48 Hz en 48.5 Hz, alsook tussen 51 Hz en 52.5 Hz ligt.

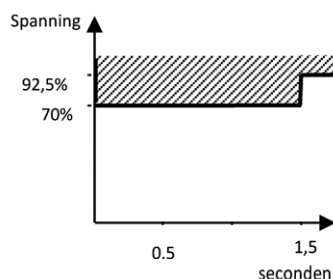
§ 2. Het frequentierelais dat de overgang van een elektriciteitsproductie-eenheid of een asynchrone energieopslagfaciliteit beschouwd als bestaand overeenkomstig artikel 36, naar een eilandbedrijf bewaakt, mag niet geactiveerd worden zolang de frequentie gemeten in de regelzone van het net groter of gelijk is aan 48 Hz, behoudens andersluidende bepaling in het relevant juridisch kader.

Art. 57. Een elektriciteitsproductie-eenheid of een asynchrone energieopslagfaciliteit beschouwd als bestaand overeenkomstig artikel 36, werkt zonder beperking in tijd synchroon met het transmissienet, binnen het gearceerde gebied in de onderstaande grafiek delta U-frequentie, waarin delta U verwijst naar de spanningsafwijking aan de klemmen van de generator uitgedrukt in % van de nominale spanning.



Art. 58. § 1. Een elektriciteitsproductie-eenheid of een asynchrone energieopslagfaciliteit beschouwd als bestaand overeenkomstig artikel 36, voldoet aan de volgende voorwaarden, behoudens andersluidende bepaling gepreciseerd in het relevant juridisch kader:

1° over haar gehele werkingssfeer synchroon met het transmissienet kunnen werken als de spanning op het aansluitingspunt, uitgedrukt in procent van de nominale spanning op het aansluitingspunt, gedurende een spanningsval met beperkte amplitude, binnen het gearceerde gebied van de onderstaande grafiek blijft.

CHAPITRE 2. — *Conditions de fonctionnement*

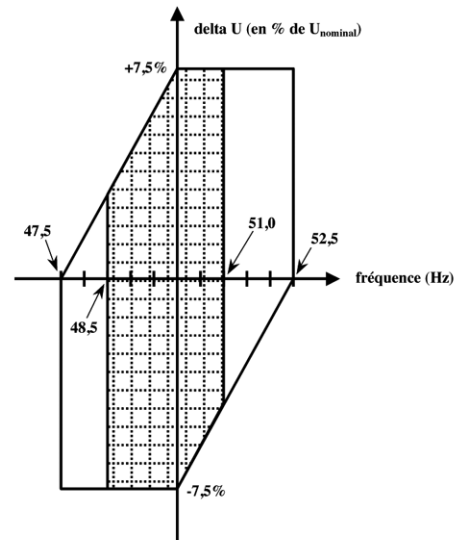
Art. 56. § 1^{er}. Une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36, fonctionne en mode synchrone avec le réseau de transport :

1° sans limite dans le temps si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 48.5 Hz et 51 Hz ; et

2° pendant un temps déterminé de commun accord entre l'utilisateur du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de transport si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 48 Hz et 48.5 Hz ainsi qu'entre 51 Hz et 52.5 Hz.

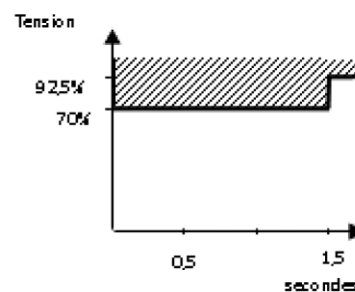
§ 2. La consigne du relais de fréquence provoquant l'îlotage d'une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36 ne peut pas être activé aussi longtemps que la fréquence mesurée dans la zone de réglage est égale ou supérieure à 48 Hz, sauf stipulation contraire dans le cadre juridique pertinent.

Art. 57. Une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36, fonctionne en mode synchrone avec le réseau de transport sans limite dans le temps, dans la plage hachurée du diagramme fréquence-delta U ci-après, dans lequel le delta U se réfère à l'écart de la tension aux bornes du générateur et est exprimé en % par rapport à la tension nominale du générateur.

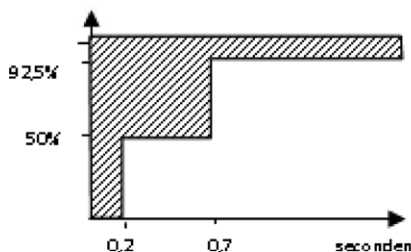


Art. 58. § 1^{er}. Une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36, répond aux conditions suivantes , sauf stipulation contraire dans le cadre juridique pertinent :

1° pouvoir fonctionner dans l'entière de son domaine de fonctionnement en mode synchrone avec le réseau de transport, lorsque la tension au point de raccordement, exprimée en pourcentage de la tension nominale en ce point, reste, durant un creux de tension d'amplitude limitée, dans la plage hachurée du diagramme ci-après.



2° over haar gehele werkdomein synchroon met het net kunnen werken als de spanning op het aansluitingspunt, uitgedrukt in procent van de nominale spanning op het aansluitingspunt, gedurende een spanningsval met belangrijke amplitude, binnen het gearceerde gebied van de onderstaande grafiek blijft.



§ 2. Specifieke eisen worden in het relevant juridisch kader op objectieve, transparante en niet-discriminerende wijze vastgesteld door de transmissienetbeheerder voor power park modules beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, alsook voor de bestaande elektriciteitsproductie-eenheden beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, die hernieuwbare energiebronnen gebruiken en voor de warmtekrachtkoppelingseenheden beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36.

Art. 59. Tijdens een plotse wijziging of een belangrijke afwijking van de frequentie mag geen enkel toestel van een elektriciteitsproductie-eenheid of een asynchrone energieopslagfaciliteit beschouwd als bestaand overeenkomstig artikel 36, ingaan tegen de werking van de primaire frequentieregeling zoals die in dit besluit voorzien is.

HOOFDSTUK 3. — Beveiligingen

Art. 60. De transmissienetbeheerder plaatst aan de hoogspanningszijde van de aansluiting een vermogensschakelaar waarvan het onderbrekingsvermogen groter dan of gelijk is aan de standaardwaarde, uitgedrukt in kA, opgesteld per spanningsplan in bijlage 1, A.

Art. 61. De eenfasige kortsluitstroom mag niet groter zijn dan de driefasige kortsluitstroom.

HOOFDSTUK 4. — Specificaties voor productie van reactieve energie

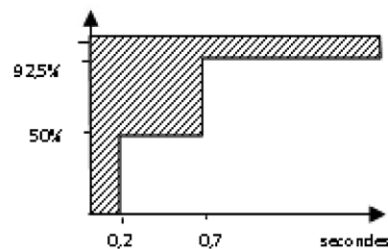
Art. 62. Elk elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, alsmede de elektriciteitsproductie-eenheden van het type B beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, middels dewelke de ondersteunende dienst de regeling van de spanning en het reactief vermogen wordt versterkt zoals bedoeld in, artikel 11, eerste lid, 2°, is een regelende elektriciteitsproductie-eenheid onafhankelijk van het niveau van de spanning van het aansluitingspunt, op dewelke de eisen van dit hoofdstuk van toepassing zijn.

Art. 63. Onafhankelijk van de andere specificaties omschreven in dit besluit, is elke regelende elektriciteitsproductie-eenheid bedoeld in artikel 62, beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, in staat haar levering van reactief vermogen automatisch en zonder verwijl, aan te passen tijdens langzame, in orde van minuten, en plotse, in orde van een fractie van seconde, wijzigingen in de spanning, en manueel op eerste vraag van de transmissienetbeheerder, volgens het relevant juridisch kader.

Art. 64. Elke elektriciteitsproductie-eenheid beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, die niet in artikel 62 wordt bedoeld, is in staat haar levering van reactief vermogen aan te passen in functie van de noden van het transmissienet, ten minste door de productie van het reactieve vermogen te kunnen omschakelen tussen twee niveaus overeengekomen tussen de transmissienetbeheerder en de betrokken transmissienetgebruiker.

Art. 65. § 1. Voor elke waarde van het actief vermogen dat op het transmissienet kan geïnjecteerd worden tussen het technisch minimum en het maximaal aansluitingsvermogen bij normale exploitatiespanning, is de elektriciteitsproductie-eenheid bedoeld in artikel 62, beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, in staat om een reactief vermogen te kunnen absorberen of leveren tussen $-0.1 P_{max}$ en $0.45 P_{max}$.

2° pouvoir fonctionner dans l'entièreté de son domaine de fonctionnement en mode synchrone avec le réseau de transport, lorsque la tension au point de raccordement, exprimée en pourcentage de la tension nominale en ce point, reste, durant un creux de tension d'amplitude importante, dans la plage hachurée du diagramme ci-après.



§ 2. Des exigences spécifiques sont établies dans le cadre juridique pertinent de manière objective, transparente et non discriminatoire par le gestionnaire du réseau de transport pour les parcs non synchrones de générateurs considérés comme existants conformément à l'article 36, ainsi que pour les unités de production d'électricité considérées comme existantes conformément à l'article 36, qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et pour les unités de production combinée de chaleur et d'électricité considérées comme existantes conformément à l'article 36.

Art. 59. Lors d'une variation brusque ou d'une déviation importante de la fréquence, aucun dispositif d'une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36, ne peut contrecarrer l'action de la réserve de stabilisation de la fréquence, telle que prévue au présent arrêté.

CHAPITRE 3. — Protections

Art. 60. Le gestionnaire du réseau de transport installe un disjoncteur du côté haute tension du raccordement dont le pouvoir de coupure est supérieur ou égal à la valeur standardisée, exprimée en kA, établie par plan de tension à l'annexe 1, A.

Art. 61. Le courant de court-circuit monophasé ne peut dépasser le courant de court-circuit triphasé.

CHAPITRE 4. — Spécifications pour la production d'énergie réactive

Art. 62. Toute unité de production d'électricité de type C ou D considérée comme existante conformément à l'article 36, ainsi que les unités de production d'électricité de type B considérées comme existantes conformément à l'article 36, par laquelle le service auxiliaire le réglage de la tension et de la puissance réactive est renforcé conformément à l'article 11, alinéa 1^{er}, 2°, est une unité de production d'électricité réglante indépendamment du niveau de tension du point de raccordement, auxquelles s'appliquent les exigences du présent chapitre.

Art. 63. Indépendamment d'autres spécifications précisées dans le présent arrêté, toute unité de production d'électricité réglante, considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 est capable d'adapter de manière automatique et sans délai, sa fourniture de puissance réactive lors de variations lentes, à l'échelle de minutes et soudainement, à l'échelle d'une fraction de seconde, de la tension, et manuellement à la première demande du gestionnaire du réseau de transport, selon ce qui est prévu par le cadre juridique pertinent.

Art. 64. Toute unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, qui n'est pas visée à l'article 62, est capable d'adapter sa fourniture de puissance réactive en fonction des besoins du réseau de transport, au minimum par une commutation de sa production de puissance réactive entre deux niveaux convenus entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport concerné.

Art. 65. § 1^{er}. Pour toute valeur de la puissance active susceptible d'être injectée sur le réseau de transport comprise entre le minimum technique et la puissance maximale de raccordement, à la tension normale d'exploitation, l'unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 est capable de pouvoir absorber ou fournir une puissance réactive entre, $-0.1 P_{max}$ et $0.45 P_{max}$.

§ 2. Voor elke spanning op het aansluitingspunt tussen 0.9 en 1.05 maal de normale exploitatiespanning, heeft de elektriciteitsproductie-eenheid bedoeld in artikel 62, beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, dezelfde mogelijkheden, met uitzondering van een beperking veroorzaakt door spanningsbeperkingen van de generator of veroorzaakt door de statorstroom van de generator. Een eventuele statorstroombeperking mag niet tussenkomen bij de snelle regeling van de spanning.

De beperkingen op de spanning aan de klemmen van de generator dienen de bepalingen van de artikelen 57 en 58 te respecteren.

§ 3. In afwijking van wat voorzien is in de paragrafen 1 en 2, zijn de spanning, het actief en het reactief vermogen waarmee dient rekening gehouden te worden voor lokale elektriciteitsproductie-eenheden beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, de spanning, het actief en het reactief vermogen aan de uitgang van de lokale elektriciteitsproductie-eenheid.

Art. 66. De spanningsregelaar van een elektriciteitsproductie-eenheid beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, bedoeld in artikel 62, is voorzien van een over- en onderbetrachtigingsgrenzer. Deze werken automatisch en enkel indien het reactief vermogen zich buiten het interval bevindt zoals bepaald bij toepassing van artikel 65.

Art. 67. Binnen het werkingsgebied dient elke elektriciteitsproductie-eenheid beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, bedoeld in artikel 62, bij trage wijzigingen van de spanning Unet op het aansluitingspunt, op automatische wijze haar reactieve productie Qnet aan te kunnen passen zodat de relatieve gevoeligheidscoëfficiënt α_{eq} begrepen is tussen 18 en 25,

$$\alpha_{eq} = - \frac{\Delta Q_{net} / (0.45 \times P_{nom})}{\Delta U_{net} / U_{norm,exp}}$$

waarbij :

Qnet het reactief vermogen gemeten aan de hoogspanningszijde van de opvoerttransformator betekent;

Pmax (vorige Pnom) het maximaal vermogen betekent;

Unet de spanning, gemeten aan de hoogspanningszijde van de opvoerttransformator betekent;

Unorm,exp de normale exploitatiespanning (de gemiddelde spanning waarvoor het transmissienet geëxploiteerd wordt) betekent.

Art. 68. Indien een elektriciteitsproductie-eenheid beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, die niet bedoeld is in artikel 62, uitgerust is met een regelaar bestemd om de referentiewaarde te volgen van het geproduceerd reactief vermogen, dient deze traag te zijn ten opzichte van de primaire spanningsregeling van de elektriciteitsproductie-eenheden beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, bedoeld in artikel 62, waarvan de werking ingrijpt op een schaal van seconden, en snel ten opzichte van de dynamica van de transformatoren met automatische regelschakelaars, inwerkende op een schaal van tientallen seconden tot minuten, om zodoende spanningsschommelingen in het elektrisch systeem te vermijden. De tijdsconstante van gesloten keten van deze regelaar is minstens tussen tien en dertig seconden instelbaar.

HOOFDSTUK 5. — Andere bepalingen

Art. 69. § 1. De transmissienetgebruiker en de transmissienetbeheerder bepalen in onderlinge afspraak vastgelegd in het relevant juridisch kader, voor wat betreft de aspecten die niet geregeld worden in dit besluit en die rechtstreeks verbonden zijn met de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het transmissienet, de aan te wenden algemene technische minimumeisen, regelparameters en technisch-functionele minimumspecificaties met betrekking tot de installaties van de transmissienetgebruiker, waaronder:

1° het werkingsgebied van de generator in het actief-reactief diagram in functie van de exploitatiespanning;

2° de aanpassing van de turbineregelaar aan het eilandbedrijf van de elektriciteitsproductie-eenheid (mogelijkheid en moment van eilandbedrijf);

3° het regelbereik van de versterking van de snelheidsregelaar;

4° het reactief statisme;

5° de statische en dynamische stabiliteit;

6° de weerstand aan een spanningsdip van de generator en van de ondersteunende diensten;

§ 2. Pour toute tension au point de raccordement comprise entre 0.9 et 1.05 fois la tension normale d'exploitation, l'unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 a les mêmes possibilités, exception faite lors d'une limitation due aux limitations sur la tension du générateur ou sur le courant statorique du générateur. Une limitation éventuelle sur le courant statorique ne peut pas intervenir dans le réglage rapide de la tension.

Les limitations sur la tension aux bornes du générateur doivent respecter les règles décrites aux articles 57 et 58.

§ 3. En dérogation aux dispositions des paragraphes 1^{er} et 2, la tension, la puissance active et réactive dont il faut tenir compte pour les unités de production d'électricité locales considérées comme existantes conformément à l'article 36, sont la tension, la puissance active et réactive à la sortie de l'unité de production d'électricité locale.

Art. 66. Le régulateur de tension d'une unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 est pourvu d'un limiteur de surexcitation et d'un limiteur de sous-excitation. Ceux-ci agissent de façon automatique et seulement si la puissance réactive est en dehors de l'intervalle comme déterminé par application de l'article 65.

Art. 67. A l'intérieur du domaine de fonctionnement lors de variations lentes de tension Unet au point de raccordement, chaque unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 doit pouvoir adapter de manière automatique sa production réactive Qnet de telle sorte que le coefficient de sensibilité relative α_{eq} soit compris entre 18 et 25,

$$\alpha_{eq} = - \frac{\Delta Q_{net} / (0.45 \times P_{nom})}{\Delta U_{net} / U_{norm,exp}}$$

où :

Qnet désigne la puissance réactive mesurée du côté haute tension du transformateur élévateur ;

Pmax (anciennement Pnom) désigne la puissance maximale ;

Unet désigne la tension mesurée du côté haute tension du transformateur élévateur ;

Unorm,exp désigne la tension normale d'exploitation (la tension moyenne autour de laquelle le réseau de transport est exploité).

Art. 68. Si une unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, qui n'est pas visée à l'article 62 est munie d'une régulation destinée à respecter une consigne de production de puissance réactive, celle-ci doit être lente vis-à-vis du réglage primaire de tension des unités de production d'électricité considérées comme existantes conformément à l'article 36, visées à l'article 62, dont l'action produit ses effets à l'échelle des secondes, et rapide vis-à-vis de la dynamique des changeurs de prise de transformateurs commandés par un automate, agissant à l'échelle des dizaines de secondes à minutes, de manière à éviter des oscillations dans le système électrique. La constante de temps en boucle fermée de cette régulation est réglable, au minimum, entre dix et trente secondes.

CHAPITRE 5. — Autres dispositions

Art. 69. § 1^{er}. L'utilisateur du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de transport conviennent de commun accord dans le cadre juridique pertinent, en ce qui concerne les aspects non couverts par le présent arrêté et qui sont directement liés à la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, des exigences techniques générales minimales, des paramètres de réglage et des spécifications techniques fonctionnelles minimales à adopter en ce qui concerne les installations de l'utilisateur du réseau de transport, dont en particulier :

1° le domaine de fonctionnement du générateur dans le plan actif-réactif en fonction de la tension d'exploitation ;

2° l'adaptation du régulateur turbine à l'ilotage de l'unité de production d'électricité (capacité et moment de l'ilotage) ;

3° la plage de réglage du gain du régulateur de vitesse ;

4° le statisme réactif ;

5° la stabilité statique et dynamique ;

6° la résistance aux creux de tension du générateur et des équipements auxiliaires ;

7° het bekrachtigingsplafond;

8° de synchronisatie met het transmissienet bij normale en buitengewone exploitatie;

9° de mogelijkheid van gemeenschappelijke storingen inbegrepen de controle en bediening van elektriciteits-productiegroepen die meerdere elektriciteitsproductie-eenheden met gemeenschappelijke ondersteunende diensten en elektriciteitsproductie-eenheden met gecombineerde cyclus omvatten;

10° de Power System Stabiliser;

11° de opvoertransformator: vermogen, wikkerverhouding, kortsluitspanning, aarding van het nulpunt, beperking van de eenfasige kortsluitstroom en beperking van transiënte inschakelstromen. Dit laatste systeem wordt enkel geactiveerd bij de inschakeling van dit deel van de installatie om de inschakelstromen te beperken en wordt daarna gedeactiveerd.

§ 2. De technische minimumeisen, de regelparameters en andere technisch-functionele minimumspecificaties bedoeld in paragraaf 1 worden gepreciseerd in het relevant juridisch kader.

BOEK 7 – EISEN VOOR ALGEMENE TOEPASSING OP NIEUWE INSTALLATIES AANGESLOTEN OP HET TRANSMISSIENET EN MINIMUMEISEN VAN TOEPASSING OP NIEUWE ASYNCHRONE ENERGIEOPSLAGFACILITEITEN

TITEL 1 — Algemene bepalingen

Art. 70. Dit boek legt de eisen voor algemene toepassing vast voor installaties van de transmissienetgebruikers, bedoeld in artikel 35, beschouwd als nieuw overeenkomstig artikel 36, naast de technische voorschriften voorzien in titel 3 van boek 6 en deze gepreciseerd in het relevant juridisch kader.

Dit boek legt ook minimumeisen vast voor nieuwe asynchrone energieopslagfaciliteiten bedoeld in artikel 36, § 2.

Art. 71. § 1. Eén of meerdere in deze titel vastgestelde technische eisen zijn ook toepasselijk op de aansluitingsinstallaties of de installaties van transmissienetgebruikers beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36, nadat een van de hierna beschreven specifieke procedures is toegepast:

1° in geval van substantiële modernisering van de installaties van de transmissienetgebruiker bedoeld in artikel 4, lid 1, a), de Europese netcodes respectievelijk RfG, DCC en HVDC, waarvan de procedure is voltooid in overeenstemming met de gedragscode;

2° wanneer de CREG beslist om één of meerdere van deze technische eisen bedoeld in deze titel op te leggen overeenkomstig de procedure die wordt beschreven in artikel 4, lid 1, b), van de Europese netcodes respectievelijk RfG, DCC en HVDC, op een categorie van aansluitingsinstallaties of de installaties van transmissienetgebruikers beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36;

3° wanneer de CREG beslist om één of meerdere van deze technische eisen bedoeld in deze titel toe te passen op asynchrone energieopslagfaciliteiten beschouwd als bestaande overeenkomstig artikel 36;

4° wanneer een Europese netcode voorziet in de toepassing van bepaalde technische eisen op bestaande aansluitingsinstallaties of bestaande installaties van transmissienetgebruikers.

§ 2. Individuele of collectieve vrijstelling voor de toepassing van één of meerdere van de in dit boek vastgestelde technische eisen op de aansluitingsinstallaties of installatie van systeemgebruikers, beschouwd als nieuwe overeenkomstig artikel 36, kan worden verleend door de CREG overeenkomstig het bepaalde in artikel 136.

§ 3. Wanneer het recht bepaald in artikel 6, lid 3, van de Europese netcode RfG, en/of het recht bepaald in artikel 5, lid 3, van de Europese netcode DCC wordt uitgeoefend, kan de transmissienetbeheerder in zijn hoedanigheid van bevoegde netwerkbeheerder zijn toestemming geven voor de demonstratie door middel van simulaties en/of studies, dat de overwogen elektriciteitsproductie-eenheid en/of de kritische belastingen niet aangesloten kunnen blijven, om het industrieel proces zeker te stellen. Alle geschillen tussen de partijen worden beslecht overeenkomstig artikel 7, lid 5, van de Europese netcode RfG en artikel 6, lid 5, van de Europese netcode DCC.

§ 4. Wanneer de eigenaar van een productie-installatie, de eigenaar van een verbruiksinstallatie of de eigenaar van een HVDC net weigert overeenstemming te bereiken over bredere frequentiebereiken, langere minimale bedrijfsperiodes of specifieke vereisten die van toepassing zijn in geval van gecombineerde frequentie- en spanningsafwijkingen van een productie-eenheid overeenkomstig artikel 13, lid 1, a), ii, van de Europese netcode RfG, artikel 12, lid 2, van de Europese netcode DCC,

7° le plafond d'excitation ;

8° la synchronisation au réseau de transport en exploitation normale et exceptionnelle ;

9° pour les ensembles de production d'électricité comprenant plusieurs unités de production d'électricité avec auxiliaires communs et unités de production d'électricité à cycle combiné, la possibilité de pannes de mode commun y compris le contrôle-commande ;

10° le Power System Stabiliser ;

11° le transformateur élévateur : puissance, rapport de transformation, tension de court-circuit, mise à la terre du point neutre, limitation du courant de court-circuit monophasé et limitation du courant d'enclenchement. Ce dernier système sera activé uniquement à l'enclenchement de cette partie de l'installation pour limiter le courant d'enclenchement et sera désactivé après.

§ 2. Les exigences techniques générales minimales, les paramètres de réglage et les spécifications techniques fonctionnelles minimales visés au paragraphe 1^{er} sont précisées dans le cadre juridique pertinent.

LIVRE 7 – EXIGENCES D'APPLICATION GENERALE AUX NOUVELLES INSTALLATIONS RACCORDEES AU RESEAU DE TRANSPORT ET DES EXIGENCES MINIMALES APPLICABLES AUX INSTALLATIONS DE STOCKAGE D'ENERGIE NON-SYNCHRONE

TITRE 1^{er} — Dispositions générales

Art. 70. Le présent livre établit les exigences d'application générale pour les installations des utilisateurs du réseau de transport visées à l'article 35, considérées comme nouvelle conformément à l'article 36, en complément des exigences techniques prévues au titre 3 du livre 6 et de celles précisées dans le cadre juridique pertinent.

Le présent livre établit aussi des exigences minimales applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone visées à l'article 36, § 2.

Art. 71. § 1^{er}. Une ou plusieurs des exigences techniques fixées dans le présent titre sont également applicables aux installations de raccordement ou aux installations d'utilisateurs du réseau de transport considérées comme existantes conformément à l'article 36, après mise en œuvre d'une des procédures spécifiques suivantes :

1° en cas de modernisation substantielle des installations de l'utilisateur du réseau de transport visées à l'article 4, paragraphe 1^{er}, a), des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC respectivement, dont la procédure est complétée conformément au code de bonne conduite ;

2° lorsque la CREG décide d'imposer, conformément à la procédure décrite à l'article 4, paragraphe 1^{er}, b), des codes de réseaux européens RfG, DCC et HVDC respectivement, une ou plusieurs des exigences techniques visées au présent titre à une catégorie d'installations de raccordement ou d'installations d'utilisateurs du réseau de transport considérées comme existantes conformément à l'article 36 ;

3° lorsque la CREG décide d'imposer une ou plusieurs des exigences techniques visées au présent titre à des installations de stockage d'énergie non-synchrone considérées comme existantes conformément à l'article 36 ;

4° lorsqu'un code de réseau européen prévoit l'application de certaines exigences techniques à des installations de raccordement ou à des installations des utilisateurs de réseau de transport existantes.

§ 2. Des exemptions individuelles ou collectives pour l'application d'une ou de plusieurs exigences techniques prévues par le présent livre aux installations de raccordement ou à l'installation des utilisateurs de système, considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, peuvent être accordées par la CREG conformément à l'article 136.

§ 3. Lorsque le droit visé à l'article 6, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG et/ou le droit visé à l'article 5, paragraphe 3, du code de réseau DCC est exercé, le gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire de réseau compétent peut conditionner son accord à la démonstration, par des simulations et/ou des études, que l'unité de production d'électricité considérée et/ou les charges critiques ne peuvent rester connectées, pour pouvoir garantir le processus industriel. Tout désaccord entre les parties est réglé conformément à l'article 7, paragraphe 5, du code de réseau européen RfG et à l'article 6, paragraphe 5, du code de réseau européen DCC.

§ 4. Lorsque le propriétaire d'une installation de production, ou le propriétaire d'une installation de consommation ou le propriétaire d'un réseau HVDC refuse de convenir de plages de fréquence plus larges, de durées de fonctionnement minimales plus longues ou d'exigences spécifiques applicables en cas d'écarts combinés de fréquence et de tension d'une unité de production d'électricité conformément à l'article 13, paragraphe 1^{er}, a), ii, du code de réseau européen RfG, ou à

of artikel 11, lid 2, van de Europese netcode HVDC en dat een overeenstemming niet kan worden bereikt tussen deze eigenaar en de transmissienetbeheerder binnen een termijn van zes maanden, kan elke partij de CREG verzoeken om binnen een termijn van een maand een besluit te nemen over hun geschil, overeenkomstig artikel 7, lid 5, van de Europese netcode RfG, artikel 6, lid 5, van de Europese netcode DCC of artikel 5, lid 5, van de Europese netcode HVDC.

§ 5. Wanneer de eisen specifiek aan een site vast te stellen zijn door de bevoegde transmissienetbeheerder overeenkomstig de Europese netcodes RfG, DCC en HVDC, worden deze voorafgaandelijk ter goedkeuring voorgelegd aan de CREG. De CREG verzoekt om het advies van de Algemene Directie Energie die beschikt over een termijn van tien dagen om het advies over te maken.

Iedere eventuele weigeringsbeslissing van de transmissienetbeheerder om de specifieke exploitatievoorwaarden van toepassing te verklaren wordt steeds op toereikende wijze gerechtvaardigd.

Bij gebrek aan een advies binnen de vooropgestelde termijn wordt de Algemene Directie Energie geacht een gunstig advies te hebben gegeven.

§ 6. Overeenkomstig het artikel 6, leden 4 en 5, van de Europese netcode RfG zijn enkel de technische eisen zoals vastgesteld in de artikelen 13, tweede lid, *a)*, *b)* en *f)*, 13, leden 4 en 5, van de netcode RfG en de bijkomende technische eisen betreffende deze parameters van de frequentie zoals vastgesteld in de artikelen 83, §§ 4 en 5, en 88, § 1, toepasselijk op de warmtekrachtinstallaties aangesloten aan de verbruiksinstallaties bedoeld in artikel 35, § 3, 1°.

TITEL 2 — Bijkomende technische eisen voor nieuwe installaties

HOOFDSTUK 1. — Algemeen

Art. 72. Wanneer boek 8 dit expliciet vermeldt, zijn de in deze dit hoofdstuk vastgestelde bijkomende technische eisen ook toepasselijk voor de nieuwe installaties van een publiek distributienet die worden aangesloten op het transmissienet en op de nieuwe publieke distributienetten.

Afdeling 1. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de frequentie

Art. 73. Bij toepassing van artikel 12, lid 1 en van de bijlage I van de Europese netcode DCC, is elke installatie van een transmissienetgebruiker zoals bedoeld in artikel 35, § 3, 1° tot 4°, ten minste in staat verbonden te blijven met het net waarop ze aangesloten is en in bedrijf te blijven binnen de onderstaande frequentiebanden en tijdsperiodes:

1° voor een minimale duur van dertig minuten bij een systeemfrequentie gemeten in de regelzone tussen 47,5 Hz (inbegrepen) en 48,5 Hz; en

2° voor een minimale duur van dertig minuten bij een systeemfrequentie gemeten in de regelzone tussen 48,5 Hz (inbegrepen) en 49 Hz; en

3° zonder beperking in de tijd bij een systeemfrequentie gemeten in de regelzone tussen 49 Hz (inbegrepen) en 51 Hz (inbegrepen); en

4° voor een minimale duur van dertig minuten bij een systeemfrequentie gemeten in de regelzone vanaf 51 Hz (niet inbegrepen) en 51,5 Hz.

Afdeling 2. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot het behoud van de spanning

Art. 74. § 1. Bij toepassing van de artikelen 13, leden 1 en 2 en van de bijlage II van de Europese netcode DCC, is elke installatie van een transmissienetgebruiker zoals bedoeld in artikel 35, § 3, 1° tot 4°, ten minste in staat aangesloten te blijven op het net waarop ze aangesloten is, binnen de spanningsbereiken van het net (gerelateerd aan de spanning op het aansluitingspunt ten opzichte van de referentiespanning 1 pu) en de tijdsperiodes zoals hierna bepaald:

1° wanneer de spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV ligt (exclusief deze laatste waarde):

a) zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 0,90 pu en 1,118 pu; en

b) voor een minimale duur van twintig minuten binnen het spanningsbereik tussen 1,118 pu en 1,15 pu;

l'article 12, paragraphe 2, du code de réseau européen DCC, ou à l'article 11, paragraphe 2, du code de réseau européen HVDC et qu'un accord ne peut être trouvé entre ce propriétaire et le gestionnaire du réseau de transport dans un délai de six mois, chaque partie peut demander à la CREG de statuer dans un délai de mois quant à leur désaccord, conformément à l'article 7, paragraphe 5, du code de réseau européen RfG, ou à l'article 6, paragraphe 5, du code de réseau européen DCC, ou 5, paragraphe 5, du code de réseau européen HVDC.

§ 5. Lorsque des exigences spécifiques à un site sont à établir par le gestionnaire du réseau de transport compétent conformément aux codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC, celles-ci sont soumises préalablement à l'approbation de la CREG. Celle-ci sollicite l'avis de la Direction générale de l'Énergie qui dispose d'un délai de dix jours pour faire parvenir celui-ci.

Toute décision éventuelle de refus du gestionnaire du réseau de transport de déclarer applicable des conditions d'exploitation spécifiques est toujours justifiée de manière adéquate.

En l'absence d'avis dans le délai imparti, la Direction générale de l'Énergie est considérée avoir donné un avis favorable.

§ 6. Conformément à l'article 6, paragraphes 4 et 5, du code de réseau européen RfG, seules les exigences techniques fixées aux articles 13, paragraphe 2, *a)*, *b)* et *f)*, 13, paragraphes 4 et 5, du code de réseau RfG et les exigences techniques complémentaires relatives à ces paramètres de la fréquence fixées aux articles 83, §§ 4 et 5, et 88, § 1^{er}, sont applicables aux unités de production combinée de chaleur et d'électricité raccordées dans les installations de consommation visées par l'article 35, § 3, 1°.

TITRE 2 — Exigences techniques complémentaires pour les nouvelles installations

CHAPITRE 1^{er} — : Généralités

Art. 72. Les exigences techniques complémentaires fixées dans le présente chapitre sont également applicables aux nouvelles installations d'un réseau public de distribution raccordées au réseau de transport et aux nouveaux réseaux publics de distribution, lorsque livre 8 le précise explicitement.

Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence

Art. 73. En application de l'article 12, paragraphe 1^{er} et de l'annexe I du code de réseau européen DCC, toute installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, 1° à 4°, est au minimum capable de rester connectée avec le réseau auquel elle est raccordée et de fonctionner dans les plages de fréquence et pendant les durées suivantes :

1° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 47,5 Hz (inclus) et 48,5 Hz; et

2° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 48,5 Hz (inclus) et 49 Hz; et

3° sans limite dans le temps si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 49 Hz (inclus) et 51 Hz (inclus) ; et

4° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage se situe au-delà de 51 Hz et 51,5 Hz.

Section 2. — Exigences techniques complémentaires relatives au maintien de la tension

Art. 74. § 1^{er}. En application des articles 13, paragraphes 1^{er} et 2 et de l'annexe II du code de réseau européen DCC, toute installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, 1° à 4°, est au minimum capable de rester connectée avec le réseau auquel elle est raccordée, dans les plages de tension du réseau (exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension de référence 1 pu) et pendant les durées suivantes :

1° lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette dernière valeur non incluse):

a) sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,118 pu ; et

b) pendant une durée minimale de vingt minutes dans la plage de tension entre 1,118 pu et 1,15 pu ;

2° wanneer de spanningsbasis voor de waarden pu hoger dan 300 kV ligt:

a) zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 0,90 pu en 1,05 pu; en

b) voor een minimale duur van twintig minuten binnen het spanningsbereik tussen 1,05 pu en 1,10 pu.

§ 2. Bij toepassing van artikel 13, lid 7, van de Europese netcode DCC, de spanningsbereiken vastgesteld door de relevante transmissienetbeheerder die op zijn aansluitingspunt in acht dienen te worden genomen door eender welk CDS dat is aangesloten op het transmissienet of, in voorkomend geval, op het lokaal transmissienet, bij een spanning van minder dan 110 kV op het aansluitingspunt, is de volgende:

Spanningsbereik (kV)	Duur	Plage de tension	Durée
0,9 pu – 1,118 pu	Onbeperkt	0,90 pu – 1,118 pu	Illimité

De spanningsniveaus die van toepassing zijn voor dit spanningsbereik is: 6 kV, 10 kV, 11 kV, 12 kV, 15 kV, 26 kV, 30 kV, 36 kV en 70 kV.

Afdeling 3. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot kortsluiting

Art. 75. Overeenkomstig artikel 14, lid 1, van de Europese netcode DCC stelt de transmissienetbeheerder, in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder de maximale kortsluitstroom op het aansluitingspunt vast waartegen elke nieuwe installatie van een transmissienetgebruiker zoals bedoeld in artikel 35, § 3, 1° tot 4°, bestand is, in functie van het spanningsniveau op zijn aansluitingspunt.

Afdeling 4. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot het reactief vermogen

Art. 76. § 1. Bij toepassing van artikel 15, lid 1, a) en b), van de Europese netcode DCC beschikken de verbruiksinstallaties, net als de CDS'en, bedoeld in artikel 35, § 3, 1° en 4°, over de vereiste capaciteiten om in staat te zijn om het functioneringspunt van hun aansluitingspunt op permanente basis in het volgende reactief vermogensbereik te behouden, als vastgelegd in het relevant juridisch kader:

1° het effectieve reactieve vermogensbereik voor de opname van reactief vermogen is beperkt tot 33% van het actieve maximaal vermogen in het geval van afname of actieve maximaal vermogen in het geval van injectie; de hoogste van deze twee waarden wordt weerhouden, voor de opname van reactief vermogen, indien de spanning op het aansluitingspunt groter dan of gelijk is aan 30 kV; en

2° het effectieve reactieve vermogensbereik voor de opname van reactief vermogen is beperkt tot 21% van het maximale actieve vermogen in het geval van opname of actieve maximaal vermogen in het geval van injectie; de hoogste van deze twee waarden wordt weerhouden, voor de opname van reactief vermogen, indien de spanning op het aansluitingspunt kleiner is dan 30 kV; en

3° het effectieve reactieve vermogensbereik voor het aanbieden van reactief vermogen is beperkt tot 15% van het actieve maximale vermogen in het geval van afname of actieve maximaal vermogen in het geval van injectie; de hoogste van deze twee waarden wordt weerhouden, voor de levering van reactief vermogen. Het maximaal actief vermogen in afname of maximaal actief vermogen in injectie zijn gelijk aan het ter beschikking gestelde vermogen, dat zelf in het relevant juridisch kader wordt vastgelegd.

Deze capaciteiten worden aangetoond door de transmissienetgebruiker voor zijn verbruiksinstallaties of zijn CDS aan de transmissienetbeheerder, in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder, voor een beperkt aantal referentiescenario's die in het relevant juridisch kader vooropgesteld en beschreven worden, maar sluiten de absorptie of levering van reactief vermogen in operationele werking buiten de hiervoor vermelde bereiken niet uit.

Er kunnen andere grenzen dan die zoals bedoeld hierboven worden vastgesteld voor een aansluitingspunt op basis van een gezamenlijke analyse van de transmissienetbeheerder, in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder, en van de eigenaar van de verbruiksinstallaties zoals bedoeld in artikel 35, § 3, 1°, of van de CDS-beheerder, overeenkomstig artikel 15, lid 1, b) en c), van de Europese netcode DCC.

§ 2. Bij toepassing van artikel 15, lid 2, van de Europese netcode DCC beschikken de op het transmissienet aangesloten gesloten distributienetten over de nodige capaciteiten om in staat te zijn om geen reactief

2° lorsque la base de tension pour les valeurs pu est plus élevée que 300 kV :

a) sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,05 pu ; et

b) pendant une durée minimale de vingt minutes dans la plage de tension entre 1,05 pu et 1,10 pu.

§ 2. En application de l'article 13, paragraphe 7, du code de réseau européen DCC, la plage de tension fixées par le gestionnaire du réseau de transport compétent à respecter à son point de raccordement par tout CDS raccordé au réseau de transport ou, le cas échéant, au réseau de transport local, à une tension inférieure à 110 kV au point de raccordement est la suivante :

Les niveaux de tension auxquelles cette plage de tension s'appliquent sont les suivants : 6 kV, 10 kV, 11 kV, 12 kV, 15 kV, 26 kV, 30 kV, 36 kV et 70 kV.

Section 3. — Exigences techniques complémentaires en matière de court-circuit

Art. 75. Conformément à l'article 14, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen DCC, le gestionnaire du réseau de transport fixe, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, le courant maximal de court-circuit au point de raccordement que toute installation de l'utilisateur du réseau de transport, visée à l'article 35, § 3, 1° à 4°, est capable de supporter, en fonction du niveau de tension à son point de raccordement.

Section 4. — Exigences techniques complémentaires en matière de puissance réactive

Art. 76. § 1^{er}. En application de l'article 15, paragraphe 1^{er}, a) et b), du code de réseau européen DCC, les installations de consommation ainsi que les CDS visés à l'article 35, § 3, 1° et 4°, disposent des capacités nécessaires afin d'être capables de maintenir le point de fonctionnement de leur point de raccordement en régime permanent dans les plages de puissance réactive suivantes, spécifiées dans le cadre juridique pertinent :

1° la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 33 % de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de puissance réactive, si la tension au point de raccordement est égale à ou dépasse 30 kV; et

2° la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 21 % de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de puissance réactive, si la tension au point de raccordement est inférieure à 30 kV ; et

3° la plage effective de puissance réactive pour la fourniture de puissance réactive ne dépasse pas 15 % de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour la fourniture de puissance réactive. Il est entendu que la puissance active maximale en soutirage ou la puissance active maximale en injection est égale à la puissance mise à disposition, elle-même fixée dans le cadre juridique pertinent.

Ces capacités sont démontrées par l'utilisateur du réseau de transport pour ses installations de consommation ou pour son CDS au gestionnaire du réseau de transport, en sa capacité de gestionnaire du réseau de transport compétent, pour un nombre limité de scénarios de référence prédéfinis et décrits dans le cadre juridique pertinent mais n'excluent pas l'absorption ou la fourniture de puissance réactive en fonctionnement opérationnel en dehors des plages mentionnées ci-dessus.

D'autres limites que celles fixées ci-dessus peuvent être fixées pour un point de raccordement sur base d'une analyse réalisée conjointement par le gestionnaire du réseau de transport, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, et par les propriétaires des installations de consommation visées à l'article 35, § 3, 1°, ou par le gestionnaire du CDS, conformément à l'article 15, paragraphe 1^{er}, b) et c), du code de réseau européen DCC.

§ 2. En application de l'article 15, paragraphe 2, du code de réseau européen DCC, les réseaux fermés de distribution raccordés au réseau de transport disposent des capacités nécessaires afin d'être

vermogen (op de referentiespanning 1 pu) te leveren op het niveau van hun aansluitingspunt voor een actiefvermogen van lager dan 25% van het maximum actief vermogen in afname of van het maximum actief vermogen in injectie, met dien verstande dat het maximum actief vermogen in afname of het maximum actief vermogen in injectie gelijk is aan het ter beschikking gesteld vermogen dat zelf wordt vastgelegd in het relevant juridisch kader.

Wanneer de beschikbare middelen niet volstaan voor de naleving van het eerste lid en een investering nodig blijkt, zal overeenkomstig artikel 15, lid 2, van de Europese netcode DCC een gezamenlijke analyse gerealiseerd worden tussen de transmissienetbeheerder, in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder, en de CDS-beheerder.

Deze gezamenlijk studie heeft de volgende objectieven:

1° nagaan of hetgeen bepaald is in het eerste lid gerechtvaardigd is voor het aansluitingspunt individueel genomen, of enkel voor een geheel van aansluitingspunten;

2° waarborgen dat, indien een investering dient gerealiseerd te worden, deze overeenstemt met de oplossing die het best beantwoordt aan met name de technische en economische beperkingen.

Afdeling 5. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de uitwisseling van informatie

Art. 77. Bij toepassing van artikel 18 van de Europese netcode DCC past iedere nieuwe installatie van een transmissienetgebruiker, zoals bedoeld in artikel 35, § 3, voor hun gegevensuitwisselingen in real-time met de transmissienetbeheerder, de normen toe die door de transmissienetbeheerder op zijn website ter beschikking zijn gesteld, handelend in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder.

Deze standaarden worden uitgevoerd op privélijnen voor gegevensoverdracht, met uitzondering van het openbaar internet, omwille van betrouwbaarheids- en cyberbeveiligingsredenen. Deze lijnen en hun stroomvoorziening zijn redundant aan beide uiteinden met een autonomie van meerdere uren.

Afdeling 6. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot ontkoppeling en herinschakeling

Art. 78. § 1. Bij toepassing van artikel 19, lid 1, *a)* tot *c)*, van de Europese netcode DCC kan de transmissienetbeheerder, in overeenstemming met het systeembeschermingsplan eisen dat elke nieuwe installatie van een transmissienetgebruiker zoals bedoeld in artikel 35, § 3, 1° en 4°, over capaciteiten beschikt die een automatische ontkoppeling bij lage frequentie toelaten, met inachtneming van de op het Europees niveau vastgestelde criteria.

§ 2. Bij toepassing van artikel 19, lid 4, *a)* tot *c)*, van de Europese netcode DCC mag elke installatie van een transmissienetgebruiker zoals bedoeld in artikel 35, § 3, 1° en 4°, enkel automatisch worden heringeschakeld na een ontkoppeling voor zover dit uitdrukkelijk wordt toegestaan in het relevant juridisch kader. In dit geval dient deze herinschakeling na ontkoppeling de frequentiebanden in acht te nemen zoals die worden vastgesteld in artikel 73 evenals de specifieke voorwaarden die in het relevant juridisch kader zijn gepreciseerd.

De installatie hierboven bedoeld mag enkel op afstand worden ontkoppeld van het transmissienet wanneer deze ontkoppeling op afstand wordt toegestaan in het relevant juridisch kader. In dit geval dient de ontkoppeling effectief te zijn binnen de tien minuten, tenzij er een andere termijn wordt vastgesteld in het relevant juridisch kader.

HOOFDSTUK 2. — Bijkomende technische eisen voor nieuwe verbruikseenheden die worden gebruikt door een verbruiksinstallatie of door een gesloten industrieel net om diensten van vraagbeheer te leveren

Art. 79. Dit artikel vult de specifieke bepalingen van de Europese netcode DCC aan voor de verbruikseenheden met vraagsturing om het actief vermogen te regelen, vraagsturing om het reactief vermogen te regelen of vraagsturing om transmissiebeperking te beheren.

Bij toepassing van artikel 28, lid 2, *a)*, van de Europese netcode DCC zijn de verbruikseenheden waarop deze afdeling toepasselijk is in staat om in bedrijf te zijn binnen de frequentiebanden zoals bedoeld in artikel 73 of binnen uitgebreidere banden in het relevant juridisch kader. Hetzelfde geldt voor de spanningsbereiken, bij toepassing van artikel 28, lid 2, *b)*, van de Europese netcode DCC, zoals aangegeven in artikel 74.

Bij toepassing van artikel 28, lid 2, *c)*, van de Europese netcode DCC, leven de in deze afdeling bedoelde verbruiksinstallaties de spanningsbereiken vastgelegd in artikel 74 na.

capables de ne pas fournir de puissance réactive (à la tension de référence 1 pu) au niveau de leur point de raccordement pour une puissance active inférieure à 25 % de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, étant entendu que la puissance active maximale en soutirage ou la puissance active maximale en injection est égale à la puissance mise à disposition elle-même fixée dans le cadre juridique pertinent.

Lorsque les moyens disponibles ne suffisent pas au respect de l'alinéa 1^{er} et qu'un investissement s'avère nécessaire, une analyse conjointe entre le gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent et le gestionnaire du CDS sera réalisée conformément à l'article 15, paragraphe 2, du code européen de réseau DCC.

Cette étude conjointe a les objectifs suivants :

1° vérifier si ce qui est prévu à l'alinéa 1^{er} est justifié pour le point de raccordement individuellement ou l'est seulement pour un ensemble de points de raccordement ;

2° garantir que, si un investissement doit être réalisé, il correspond à la solution qui répond le mieux notamment aux contraintes techniques et économiques.

Section 5. — Exigences techniques complémentaires en matière d'échange d'informations

Art. 77. En application de l'article 18 du code de réseau européen DCC, toute installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, applique, pour ses échanges de données en temps réel avec le gestionnaire du réseau de transport, les normes qui sont publiées sur le site internet du gestionnaire du réseau de transport, agissant en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent.

Ces standards sont mis en œuvre sur des lignes privées de transmission de données, à l'exclusion de l'internet public, pour des raisons de fiabilité et de cybersécurité. Ces lignes et leur alimentation sont redondantes aux deux extrémités avec une autonomie de plusieurs heures.

Section 6. — Exigences techniques complémentaires relatives à la déconnexion et reconnexion

Art. 78. § 1^{er}. En application de l'article 19, paragraphe 1^{er}, *a)* à *c)*, du code de réseau européen DCC, le gestionnaire du réseau de transport peut exiger, conformément au plan de défense du réseau, que toute nouvelle installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, 1° et 4°, dispose de capacités lui permettant une déconnexion automatique en fréquence basse, dans le respect des critères fixés au niveau européen.

§ 2. En application de l'article 19, paragraphe 4, *a)* à *c)*, du code de réseau européen DCC, toute installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, 1° et 4°, ne peut se reconnecter automatiquement après une déconnexion que dans le cas où le cadre juridique pertinent, l'y autorise expressément. Dans ce cas, cette reconnexion après déconnexion doit respecter les plages de fréquence fixées à l'article 73 et les conditions spécifiques précisées dans le cadre juridique pertinent.

L'installation visée ci-dessus peut être déconnectée à distance du réseau de transport uniquement lorsque cette déconnexion à distance est autorisée dans le cadre juridique pertinent. Dans ce cas, la déconnexion doit être effective dans les dix minutes, sauf autre délai spécifique fixé dans le cadre juridique pertinent.

CHAPITRE 2. — Exigences techniques complémentaires de nouvelles unités de consommation utilisées par une installation de consommation ou par un réseau fermé industriel pour fournir des services de gestion de la demande

Art. 79. Le présent article complète les dispositions spécifiques du code de réseau européen DCC pour les unités de consommation avec gestion de la demande pour régler la puissance active, gestion de la demande pour régler la puissance réactive ou gestion de la demande pour gérer les contraintes de transit.

En application de l'article 28, paragraphe 2, *a)*, du code de réseau européen DCC, les unités de consommation visées par la présente section sont capables de fonctionner dans les plages de fréquence indiquées à l'article 73 ou dans des plages plus étendues fixées dans le cadre juridique pertinent. Il en va de même pour les plages de tension, en application de l'article 28, paragraphe 2, *b)*, du code de réseau européen DCC, qui sont indiquées à l'article 74.

En application de l'article 28, paragraphe 2, *c)*, du code de réseau européen DCC, les unités de consommation visées par la présente section respectent les plages de tension fixées à l'article 74.

Bij toepassing van artikel 28, lid 2, *f*) en *j*), van de Europese netcode DCC wordt de termijn voor aanpassing van elektriciteitsverbruik van de in deze afdeling bedoelde verbruikseenheden voor doeleinden andere dan ondersteunende diensten vastgesteld door de transmissienetbeheerder en ter beschikking gesteld op zijn website.

Bij toepassing van artikel 28, lid 2, *f*) en *i*), van de Europese netcode DCC worden de bijzonderheden van de kennisgeving voor de aanpassing voor doeleinden andere dan ondersteunende diensten van het elektriciteitsverbruik van de verbruikseenheden zoals in deze afdeling bedoeld vastgesteld door de transmissienetbeheerder. Hetzelfde geldt voor de technische specificaties die de overdracht van informatie mogelijk maken met betrekking tot deze aanpassing van het elektriciteitsverbruik, in de zin van artikel 28, lid 2, *e*) en *l*), van de Europese netcode DCC. De transmissienetbeheerder publiceert deze technische specificaties eveneens op zijn website.

De frequentiegradiënten te verdragen door de in dit artikel bedoelde verbruikseenheden zijn die welke worden vastgesteld in artikel 83, § 2, voor alle elektriciteitsproductie-eenheden.

Art. 80. Dit artikel vult de specifieke bepalingen van artikel 29 van de Europese netcode DCC aan voor de verbruikseenheden bedoeld in artikel 35, § 3, 5°, voor vraagsturing op basis van frequentieregeling.

Bij toepassing van artikel 29, lid 2, *a*), van de Europese netcode DCC zijn ze in staat in bedrijf te zijn binnen de frequentiebanden zoals opgegeven in artikel 73 of binnen uitgebreidere banden vastgesteld in het relevant juridisch kader.

Bij toepassing van artikel 29, lid 2, *c*), van de Europese netcode DCC, leven de in deze afdeling bedoelde verbruiksinstallaties de spanningsbereiken na, vastgelegd in artikel 74, § 2.

Bij toepassing van artikel 29, lid 2, *d*), van de Europese netcode DCC is de bandbreedte van het regelsysteem die ongevoelig is in een dode band rond de nominale systeemfrequentie van 50,00 Hz gelijk aan ca. 200 mHz.

Bij toepassing van artikel 29, lid 2, *e*), van de Europese netcode DCC is de maximale frequentieafwijking ten opzichte van de nominale systeemfrequentie van 50,00 Hz gelijk aan 49 Hz tot 51,5 Hz.

Bij toepassing van artikel 29, lid 2, *g*), van de Europese netcode DCC zijn de in deze afdeling bedoelde verbruiksinstallaties in staat om de wijzigingen van systeemfrequentie snel te detecteren en te verwerken, met een evenredige reactie van al de in deze afdeling bedoelde verbruiksinstallaties ten opzichte van de frequentieafwijking: volgens een equivalente statiek, regelbaar tussen 2 en 12%.

TITEL 3 — *Bijkomende technische eisen voor elektriciteitsproductie-eenheden beschouwd als nieuw overeenkomstig artikel 36*

HOOFDSTUK 1. — *Algemene bepalingen*

Art. 81. Deze titel bepaalt de bijkomende technische eisen in aanvulling op de eisen bepaald in de Europese netcode RfG. Ze zijn van toepassing op elektriciteitsproductie-eenheden beschouwd als nieuw overeenkomstig artikel 36, en op pompcentrales die voldoen aan de technische eisen bepaald in artikel 3, tweede alinea, *d*), van de Europese netcode RfG, namelijk deze waarvoor de pompcentrale actief is in zijn twee werkingsmodi (pomp- en turbinewerking).

De hoofdstukken opgenomen in dit titel beogen respectievelijk:

1° de bijkomende algemene technische eisen met betrekking tot de elektriciteitsproductie-eenheden van het type A, B, C en D in het algemeen;

2° de bijkomende technische eisen met betrekking tot de synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type A, B, C en D;

3° de bijkomende technische eisen met betrekking tot power park modules van het type A, B, C en D.

En application de l'article 28, paragraphe 2, *f*) et *j*), du code de réseau européen DCC, le délai d'ajustement de la consommation d'électricité des unités de consommation visées par la présente section, à des fins autres que les services auxiliaires, est déterminé par le gestionnaire du réseau de transport et mis à disposition sur son site internet.

En application de l'article 28, paragraphe 2, *f*) et *i*), du code de réseau européen DCC, les modalités de la notification pour l'ajustement de la consommation d'électricité des unités de consommation visées par la présente section, à des fins autres que les services auxiliaires, sont fixées par le gestionnaire du réseau de transport. Il en va de même pour les spécifications techniques qui permettent le transfert d'informations relatif à cet ajustement de la consommation d'électricité, au sens de l'article 28, paragraphe 2, *e*) et *l*), du code de réseau européen DCC. Ces spécifications techniques sont également mises à la disposition par le gestionnaire du réseau de transport sur son site internet.

Les valeurs de la vitesse de variation de la fréquence à supporter par les unités de consommation visées dans le présent article sont celles fixées à l'article 83, § 2, pour toutes les unités de production d'électricité.

Art. 80. Le présent article complète les dispositions spécifiques de l'article 29 du code de réseau européen DCC pour les unités de consommation visées à l'article 35, § 3, 5°, avec réglage de la fréquence du réseau pour la participation active de la demande.

En application de l'article 29, paragraphe 2, *a*), du code de réseau européen DCC, elles sont capables de fonctionner dans les plages de fréquence indiquées à l'article 73 ou dans des plages plus étendues fixées dans le cadre juridique pertinent.

En application de l'article 29, paragraphe 2, *c*), du code de réseau européen DCC, les unités de consommation visées par la présente section respectent les plages de tension fixées à l'article 74, § 2.

En application de l'article 29, paragraphe 2, *d*), du code de réseau européen DCC, la largeur du système de régulation insensible dans une bande morte autour de la fréquence nominale du réseau de 50,00 Hz, est de +200 mHz.

En application de l'article 29, paragraphe 2, *e*), du code de réseau européen DCC, la variation maximale de la fréquence par rapport à la fréquence nominale du réseau de 50,00 Hz est de 49 Hz à 51,5 Hz.

En application de l'article 29, paragraphe 2, *g*), du code de réseau européen DCC, les installations de consommation visées par la présente section sont capables de détecter et de traiter rapidement les variations de fréquence du réseau avec une réaction équivalente proportionnelle de toutes les installations de consommation visées par la présente section par rapport à la variation de fréquence : suivant un statisme équivalent réglable entre 2 et 12%.

TITRE 3 — *Exigences techniques complémentaires pour les unités de production d'électricité considérées comme nouvelles conformément à l'article 36*

CHAPITRE 1^{er}. — *Dispositions générales*

Art. 81. Le présent titre fixe des exigences techniques complémentaires, par rapport à celles fixées dans le code de réseau européen RfG. Elles s'appliquent pour le raccordement d'unités de production d'électricité considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, ainsi que pour le raccordement des unités de pompage-turbinage qui satisfont aux exigences techniques fixées dans l'article 3, alinéa 2, *d*), du code de réseau européen RfG, à savoir celles pour lesquelles l'unité de pompage-turbinage est active dans ses deux modes de fonctionnement (pompage et turbinage).

Les chapitres repris dans le présent titre visent respectivement :

1° les exigences techniques complémentaires générales relatives aux unités de production d'électricité de types A, B, C et D en général ;

2° les exigences techniques complémentaires relatives aux unités de production d'électricité synchrones de types A, B, C et D ;

3° les exigences techniques complémentaires relatives aux parcs non synchrones de générateurs de types A, B, C et D.

HOOFDSTUK 2. — *Algemene bijkomende technische eisen met betrekking tot de elektriciteitsproductie-eenheden van het type A, B, C en D beschouwd als nieuwe overeenkomstig artikel 36*

Afdeling 1. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot beveiligingen

Art. 82. De bijkomende technische eisen inzake beveiliging bepaald in de artikelen 60 en 61 zijn ook van toepassing op alle elektriciteitsproductie-eenheden beschouwd als nieuw overeenkomstig artikel 36, aangesloten op het transmissienet, ongeacht of deze van het type A, B, C of D is.

Afdeling 2. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de frequentie

Art. 83. § 1. Overeenkomstig artikel 13, lid 1, *a)*, *i)*, van de Europese netcode RfG is elke elektriciteitsproductie-eenheid, ongeacht of deze van het type A, B, C of D is, bedoeld in artikel 35, § 2, minstens synchroon met het net waarop ze is aangesloten in staat om te werken in de volgende frequentiebereiken en gedurende de volgende tijdsduren:

1° gedurende minimaal dertig minuten indien de netfrequentie, gemeten in de regelzone, tussen 47,5 Hz (inbegrepen) en 48,5 Hz ligt; en

2° gedurende minimaal dertig minuten indien de netfrequentie, gemeten in de regelzone, tussen 48,5 Hz (inbegrepen) en 49 Hz ligt; en

3° zonder beperking in tijd als de netfrequentie, gemeten in de regelzone, tussen 49 Hz (inbegrepen) en 51 Hz (inbegrepen) ligt; en

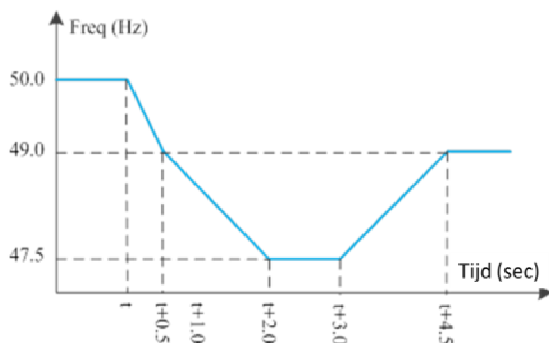
4° gedurende minimaal dertig minuten indien de netfrequentie, gemeten in de regelzone, tussen 51 Hz (niet inbegrepen) en tot 51,5 Hz ligt.

Bij toepassing van artikel 13, lid 1, *a)*, *ii* en *iii*, van de Europese netcode RfG, ongeacht of de elektriciteitsproductie-eenheid van het type B, C of D op het transmissienet aangesloten is, werkt deze synchroon met het transmissienet gedurende een periode die is vastgelegd in afspraak tussen deze elektriciteitsproductie-eenheid en de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader indien de netfrequentie, gemeten in de regelzone, tussen 51,5 Hz en 52,5 Hz ligt.

Voor de elektriciteitsproductie-eenheden van het type A aangesloten op het transmissienet deelt de eigenaar de duur van de technische werking mee aan de transmissienetbeheerder en stelt hij deze ter beschikking van de transmissienetbeheerder volgens de modaliteiten vastgelegd in het relevant juridisch kader.

§ 2. Bij toepassing van artikel 13, lid 1, *b)*, van de Europese netcode RfG is elke elektriciteitsproductie-eenheid, ongeacht of deze van het type A, B, C of D is, bedoeld in artikel 35, § 2, bestand tegen snelheden van frequentievariatie en blijft zij aangesloten op het net waarop ze is aangesloten, volgens de onderstaande profielen van onder- en overfrequentie:

Profiel van onderfrequentie



CHAPITRE 2. — *Exigences techniques complémentaires générales relatives aux unités de production d'électricité de types A, B, C et D considérées comme nouvelles conformément à l'article 36*

Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires relatives aux protections

Art. 82. Les exigences techniques complémentaires en matière de protection fixées aux articles 60 et 61 sont également applicables à toute unité de production d'électricité considérée comme nouvelle conformément à l'article 36, raccordée au réseau de transport, qu'elle soit de type A, B, C ou D.

Section 2. — Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence

Art. 83. § 1^{er}. En application de l'article 13, paragraphe 1^{er}, *a)*, *i)*, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité, qu'elle soit de type A, B, C ou D, visée à l'article 35, § 2, est capable de pouvoir fonctionner au minimum en mode synchrone avec le réseau auquel elle est raccordée, dans les plages de fréquence et pendant les durées suivantes :

1° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 47,5 Hz (inclus) et 48,5 Hz ; et

2° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 48,5 Hz (inclus) et 49 Hz ; et

3° sans limite dans le temps si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 49 Hz (inclus) et 51 Hz (inclus) ; et

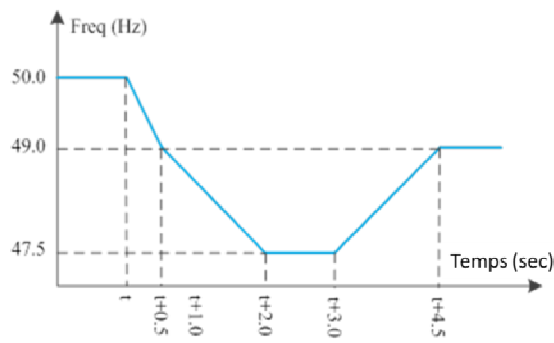
4° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise au-delà de 51 Hz et jusqu'à 51,5 Hz.

En application de l'article 13, paragraphe 1^{er}, *a)*, *ii* et *iii*, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité qu'elle soit de type B, C ou D raccordée au réseau de transport, fonctionne en mode synchrone avec le réseau de transport pendant un temps déterminé de commun accord entre cette unité de production d'électricité et le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 51,5 Hz et 52,5 Hz.

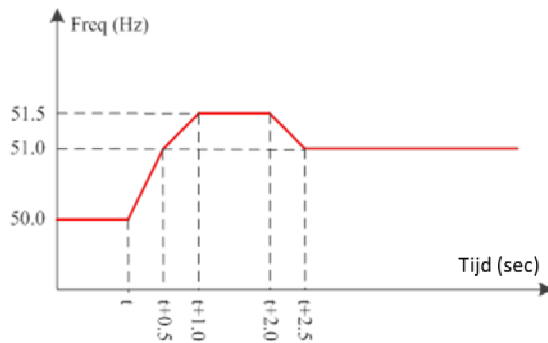
Quant aux unités de production d'électricité de type A raccordées au réseau de transport, le propriétaire communique la durée de fonctionnement technique au gestionnaire du réseau de transport et il la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

§ 2. En application de l'article 13, paragraphe 1^{er}, *b)*, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité, qu'elle soit de type A, B, C ou D visée à l'article 35, § 2, dispose de la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence et de rester connectée au réseau auquel elle est raccordée, selon les profils de sous-fréquence et surfréquence ci-dessous :

Profil de sous-fréquence



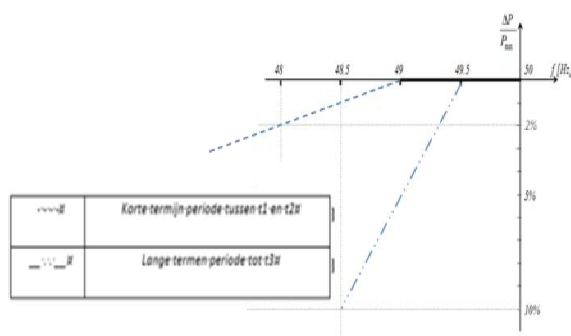
Profiel van overfrequentie



In voorkomend geval is de regeling van de ontkoppelingsbeveiliging in verband met de snelheid van frequentievariatie voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type A, B, C of D aangesloten op het transmissienet hoger dan 2 Hz per seconde, gemeten over een gemiddelde duur van 500 milliseconden. De ontkoppelingsbeveiliging is niet in strijd met de minimale eisen inzake werkingsduur die voor de verschillende frequentiebereiken zijn vastgelegd in paragraaf 1. Deze drempel van 2 Hz per seconde kan verminderd worden overeenkomstig het relevant juridisch kader voor technische of veiligheidsredenen voor deze elektriciteitsproductie-eenheden.

§ 3. Bij toepassing van artikel 13, lid 2, f), i, van de Europese netcode RfG is iedere elektriciteitsproductie-eenheid, ongeacht of deze van het type A, B, C of D is, bedoeld in artikel 35, § 2, zodra deze zijn minimumniveau van regeling heeft bereikt, in staat om de productie van actief vermogen op dat niveau kunnen handhaven.

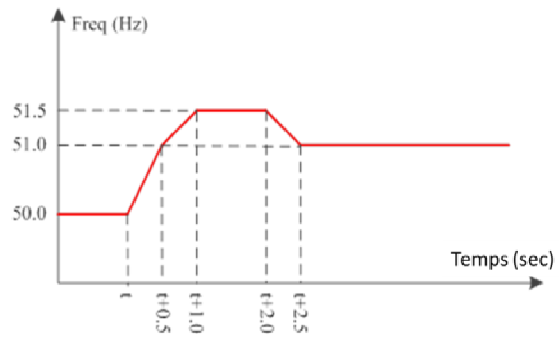
§ 4. Bij toepassing van artikel 13, lid 4, van de Europese netcode RfG is het in geval van een frequentiedaling onder 49 Hz, wanneer dit technische beperkingen biedt om een constant vermogen te behouden, toegestaan door de transmissienetbeheerder om het actief vermogen van elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type A, B, C of D, bedoeld in artikel 35, § 2, te verminderen binnen de limieten van de periode met een overgangsregime (tussen t1 en t2) en een vastgesteld regime (tot en met t3) zoals hieronder gedefinieerd:



	Parameters	Regeling
Periode met een overgangs-regime	Frequentie-drempel	49 Hz
	Limiet	2% / Hz
	t 1 (begin)	≤ 2 s
	t 2 (einde)	30 s
Periode met een vast-gesteld regime	Frequentie-drempel	49.5 Hz
	Limiet	10% / Hz
	t 3 (einde)	30 minuten

Voor de power park modules, is de vermindering van het maximaal actief vermogen niet toegestaan boven 49 Hz. Echter, voor de waarden onder de drempel van 49 Hz, is een vermindering van het maximaal actief vermogen van 2% per Hz toelaatbaar voor de transmissienetbeheerder (geldig tijdens de overgangperiode (tussen t1 en t2) en het vastgestelde regime (tot t3)).

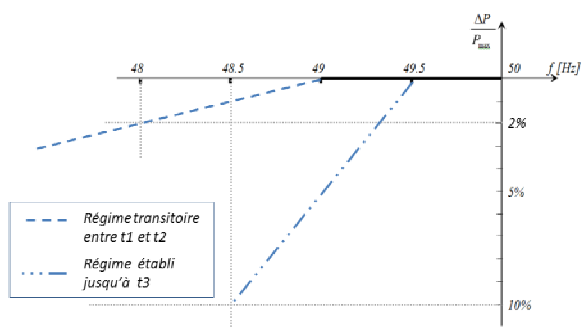
Profil de surfréquence



Le cas échéant, le réglage de la protection de découplage lié à la vitesse de variation de fréquence pour les unités de production d'électricité de type A, B, C ou D raccordées au réseau de transport est supérieur à 2 Hz par seconde, mesuré sur une durée moyenne de 500 millisecondes. La protection de découplage n'est pas en conflit avec les exigences de durée de fonctionnement minimales fixées au paragraphe 1^{er} pour les différentes plages de fréquence. Pour des raisons techniques ou de sécurité de ces unités de production d'électricité, ce seuil de 2 Hz par seconde peut être réduit conformément au cadre juridique pertinent.

§ 3. En application de l'article 13, paragraphe 2, f), i, du code de réseau européen RfG, une fois atteint son niveau de régulation minimal, toute unité de production d'électricité, qu'elle soit de type A, B, C ou D, visée à l'article 35, § 2, est capable de maintenir à ce niveau la production de puissance active.

§ 4. En application de l'article 13, paragraphe 4, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité, qu'elle soit de type A, B, C ou D, visée à l'article 35, § 2, en cas de baisse de fréquence en-dessous de 49 Hz, lorsqu'elle présente des limitations techniques pour maintenir une puissance active constante, est autorisée par le gestionnaire du réseau de transport, à réduire la puissance active en respectant les limites de la période de régime transitoire (entre t1 et t2) et de régime établi (jusqu'à t3) telles que définies ci-dessous :



	Paramètres	Ré-glage
Période de régime transitoire	Seuil de fréquence	49 Hz
	Limite	2 % / Hz
	t 1 (début)	≤ 2 s
	t 2 (fin)	30 s
Période de régime établi	Seuil de fréquence	49.5 Hz
	Limite	10 % / Hz
	t 3 (fin)	30 minutes

Pour les cas des parcs non-synchrones de générateurs, la réduction de puissance active maximale n'est pas autorisée au-delà de 49 Hz. Toutefois, pour les valeurs en-deçà de ce seuil de 49 Hz, une réduction de puissance active maximale de 2% par Hz est admissible par le gestionnaire du réseau de transport (valable pendant la période de régime transitoire (entre t1 et t2) et le régime établi (jusqu'à t3)).

Bij toepassing van artikel 13, lid 5, van de Europese netcode RfG worden de omgevingsomstandigheden die van toepassing zijn op de toelaatbare vermindering van actief vermogen ten opzichte van het maximaal vermogen als volgt gedefinieerd:

- 1° hoogte: 400 tot 500 m;
- 2° vochtigheid: 15 tot 20 g H₂O/1 kg lucht;
- 3° temperatuur: 0°C.

§ 5. Bij toepassing van artikel 13, lid 6, van de Europese netcode RfG kan de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type A aangesloten op het transmissienet, de kenmerken opleggen van de uitrusting waarmee de productie van actief vermogen van elke elektriciteitsproductie-eenheid op afstand kan worden geregeld op basis van signalen verstuurd door de transmissienetbeheerder.

§ 6. Bij toepassing van artikel 13, lid 7, van de Europese netcode RfG, voldoet de automatische koppeling van alle elektriciteitsproductie-eenheden van het type A bedoeld in artikel 35, § 2, aan de volgende voorwaarden:

- 1° de frequentie ligt tussen 49,9 Hz en 50,1 Hz; en
- 2° het spanningsniveau ligt tussen 0,85 pu en 1,1 pu; en
- 3° de minimale vertraging vóór herinschakeling bedraagt zestig seconden.

Na herinschakeling is de maximaal toegestane snelheid voor de toename van de actieve vermogen productie beperkt tot 20% van P_{max} per minuut. In geval van koppeling na een storing op de netten in de regelzone, is de toegelaten maximale snelheid voor de toename van de actieve vermogen productie beperkt tot 10% van P_{max} per minuut.

Elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type B of C die is aangesloten op het transmissienet is onderworpen aan de voorafgaande toestemming van de transmissienetbeheerder volgens het relevant juridisch kader om automatisch te worden gekoppeld op het transmissienet.

Overeenkomstig artikel 14, lid 4, van de Europese netcode RfG voldoet de herinschakeling op het net na een onverwachte ontkoppeling van elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type B, C en D bedoeld in artikel 35, § 2, bovendien aan de volgende voorwaarden:

- 1° de frequentie ligt tussen 49,9 Hz en 50,1 Hz; en
- 2° het spanningsniveau ligt tussen 0,9 pu en 1,1 pu; en
- 3° de minimale vertraging vóór herinschakeling bedraagt zestig seconden.

Na herinschakeling is de maximaal toegestane snelheid voor de toename van de actieve vermogen productie beperkt tot 10 % van P_{max} per minuut.

De automatische herinschakeling na een onverwachte ontkoppeling is verboden voor elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type B, C of D aangesloten op het transmissienet, tenzij met voorafgaande toestemming van de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader om zich automatisch te koppelen op het transmissienet.

§ 7. Bij toepassing van artikel 14, tweede lid, *b)*, van de Europese netcode RfG kan de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type B aangesloten op het transmissienet, een bijkomende uitrusting opleggen om op afstand de productie van actief vermogen van deze elektriciteitsproductie-eenheid te kunnen regelen en verminderen.

§ 8. Bij toepassing van artikel 15, tweede lid, *a)* en *b)*, van de Europese netcode RfG bepaalt de transmissienetbeheerder voor elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D aangesloten op het transmissienet in het relevant juridisch kader de minimale tijd gedurende welke de ingestelde instructie voor het actief vermogen van deze elektriciteitsproductie-eenheid moet worden bereikt en de eventuele toepasselijke tolerantie voor de nieuwe instructie en de tijd om deze te bereiken.

En application de l'article 13, paragraphe 5, du code de réseau européen RfG, les conditions ambiantes applicables à la réduction admissible de puissance active par rapport à la puissance maximale sont définies comme suit :

- 1° altitude: 400 m à 500 m ;
- 2° humidité: 15 à 20 g H₂O/1 kg d'air ;
- 3° température : 0°C.

§ 5. En application de l'article 13, paragraphe 6, du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport peut imposer à toute unité de production d'électricité de type A raccordée au réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, les caractéristiques des équipements permettant de commander à distance l'arrêt de production de puissance active de cette unité de production d'électricité, sur base de signaux envoyés par le gestionnaire du réseau de transport.

§ 6. En application de l'article 13, paragraphe 7, du code de réseau européen RfG, la connexion automatique de toute unité de production d'électricité de type A visée à l'article 35, § 2, répond aux conditions suivantes :

- 1° la fréquence se situe entre 49.9 HZ et 50.1 Hz ; et
- 2° le niveau de tension se situe entre 0.85 pu et 1,1 pu ; et
- 3° la temporisation minimale avant reconnexion est d'une durée de soixante secondes.

Suite à la reconnexion, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active est limitable à 20 % du P_{max} par minute. En cas de connexion suite à une perturbation sur les réseaux dans la zone de réglage, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active est limitable à 10 % du P_{max} par minute.

Toute unité de production d'électricité de type B ou C raccordée au réseau de transport est soumise à l'autorisation préalable du gestionnaire du réseau de transport, selon ce qui est prévu par le cadre juridique pertinent, pour pouvoir se connecter automatiquement au réseau de transport.

En application de l'article 14, paragraphe 4, du code de réseau européen RfG, la reconnexion au réseau après une déconnexion fortuite de toute unité de production d'électricité de type B, C et D visée à l'article 35, § 2, répond en outre aux conditions suivantes :

- 1° la fréquence se situe entre 49.9 Hz et 50.1 Hz ; et
- 2° le niveau de tension se situe entre 0.9 pu et 1,1 pu ; et
- 3° la temporisation minimale avant reconnexion est d'une durée de soixante secondes.

Suite à la reconnexion, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active est limitable à 10 % du P_{max} par minute.

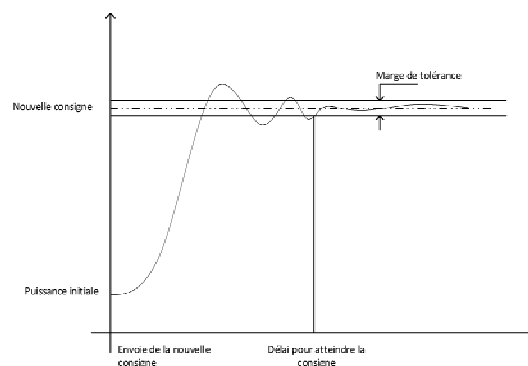
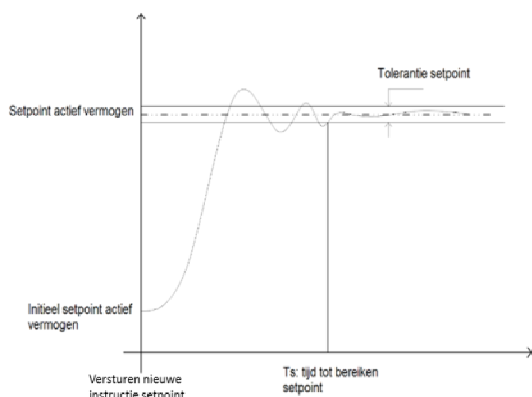
La reconnexion automatique après une déconnexion fortuite est interdite pour toute unité de production d'électricité de type B, C ou D raccordée au réseau de transport, sauf autorisation préalable du gestionnaire du réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, de pouvoir se connecter automatiquement au réseau de transport.

§ 7. En application de l'article 14, paragraphe 2, *b)*, du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport peut imposer à toute unité de production d'électricité de type B raccordée au réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, des équipements supplémentaires pour contrôler et réduire à distance la production de puissance active de cette unité de production d'électricité.

§ 8. En application de l'article 15, paragraphe 2, *a)* et *b)*, du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe pour toute unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, le délai minimal dans lequel la consigne ajustée de puissance active de cette unité de production d'électricité doit être atteinte et l'éventuelle marge de tolérance applicable à la nouvelle consigne et au délai pour l'atteindre.

De tolerantiemarge wordt bepaald volgens het onderstaande diagram:

La marge de tolérance est fixée selon le diagramme ci-dessous :



Bij lokale handmatige werking wordt de instructie binnen vijftien minuten met een nauwkeurigheid van 10% van de instructie van het actief vermogen bereikt.

§ 9. Bij toepassing van artikel 15, lid 2, d), i, van de Europese netcode RfG bepaalt de transmissienetbeheerder voor elke elektriciteitsproductie-eenheid aangesloten op het transmissienet, ongeacht of deze van het type C of D is, in het relevant juridisch kader de te respecteren parameters in de modus van frequentiegevoeligheid (FSM-modus). De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat een respons in actief vermogen te geven op de frequentievariëaties waarbij op zijn minst rekening wordt gehouden met de volgende parameters:

Parameters van de respons in actief vermogen op de frequentievariëaties in FSM-modus (verklaringen voor het diagram)

Pour le cas d'une action manuelle locale, la consigne est atteinte dans un délai de quinze minutes et avec une précision de 10% de la consigne de puissance active.

§ 9. En application de l'article 15, paragraphe 2, d), i, du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe pour toute unité de production d'électricité raccordée au réseau de transport, qu'elle soit de type C ou D, dans le cadre juridique pertinent, les paramètres à respecter en mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM). L'unité de production d'électricité est capable de fournir une réponse en puissance active aux variations de fréquence en respectant au moins les paramètres suivants :

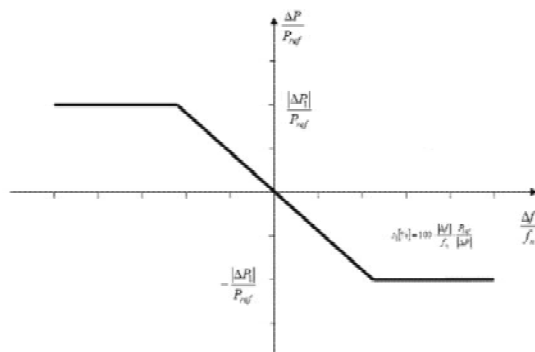
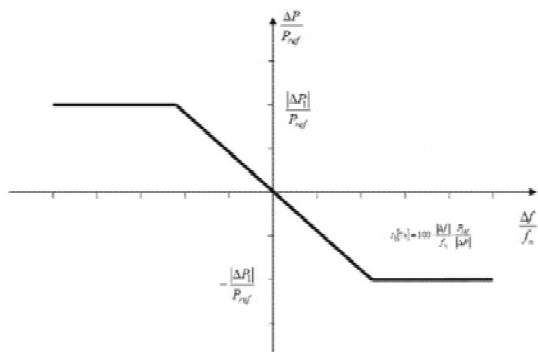
Paramètres de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode FSM (explications pour le diagramme)

Parameters	Bereiken
Bereik van actief vermogen ten opzichte van het maximaal vermogen $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	Minimaal 2% en maximaal 10%
Ongevoeligheid van de respons op een frequentievariatie	$ \Delta f_i $ Maximaal 10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ Maximaal 0,02%
Dode band van de respons op een frequentievariatie	Dode band van 0 mHz en instelbaar tussen 0 en 500 mHz
Statische toestand s_1	Instelbaar om een uniforme activering te garanderen van $ \Delta P_1 /P_{\max}$ die de frequentie regelband dekt
Pref	Voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden: Gedefinieerd als het maximaal vermogen Voor asynchrone elektriciteitsproductie-eenheden: Gedefinieerd als de daadwerkelijke elektriciteitsproductie op het ogenblik waarop de FSM-drempel of het maximum vermogen in lijn met de bepalingen van de artikelen 92, §§ 1 en 2.

Paramètres	Plages
Plage de puissance active par rapport à la puissance maximale $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	Au minimum 2% et ne pouvant pas dépasser 10%
Insensibilité de la réponse à une variation de fréquence	$ \Delta f_i $ Au maximum 10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ Au maximum 0,02 %
Bande morte de la réponse à une variation de fréquence	Bande morte de 0 mHz et ajustable entre 0 et 500 mHz
Statisme s_1	Ajustable de façon à garantir une activation uniforme de $ \Delta P_1 /P_{\max}$ couvrant la bande de réglage de fréquence
Pref	Pour les unités de production d'électricité synchrones : Définie comme la puissance maximale Pour les unités de production d'électricité non-synchrones : Définie comme la production d'électricité effective au moment où est atteint le seuil FSM ou la puissance maximale en alignement avec les dispositions prévues aux articles 92, §§ 1 ^{er} , et 2

Vermogen van respons in actief vermogen op de frequentievariëaties van de elektriciteitsproductie-eenheden in de FSM-modus, in geval van een dode band en geen ongevoeligheid.

Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode FSM, dans le cas d'une bande morte et d'une insensibilité nulle.

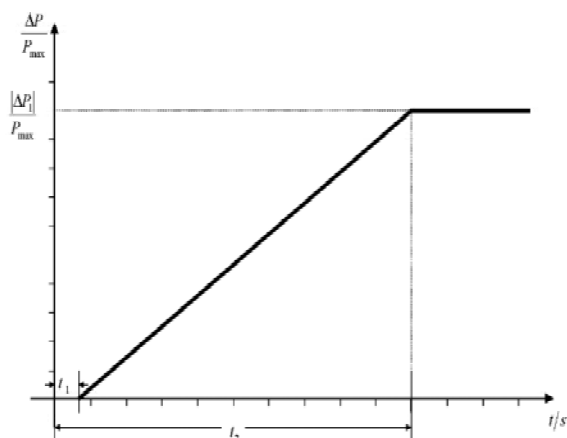
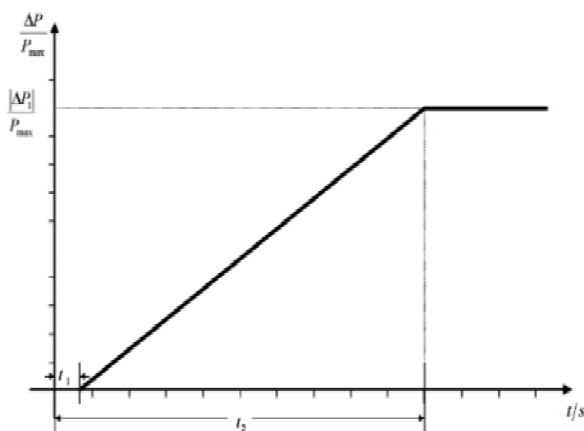


Pref is het actief referentievermogen waaraan ΔP is gekoppeld. ΔP is de productievariatie van actief vermogen van de elektriciteitsproductie-eenheid. f_n is de nominale frequentie (50 Hz) van het net en Δf is de frequentievariatie.

Bij toepassing van artikel 15, lid 2, d), ii tot v, van de Europese netcode RfG wordt de capaciteit van de respons in actief vermogen op de frequentievariëaties gedefinieerd volgens onderstaande waarden:

Pref est la puissance active de référence à laquelle ΔP est liée. ΔP est la variation de la production de puissance active de l'unité de production d'électricité. f_n est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et Δf est la variation de la fréquence.

En application de l'article 15, paragraphe 2, d), ii à v, du code de réseau européen RfG, la capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence est définie selon les valeurs ci-après :



Parameter	Waarde	Paramètre	Valeur
t1	maximaal 2 seconden voor een elektriciteitsproductie-eenheid met inertie (synchrone elektriciteitsproductie-eenheid) maximaal 500 milliseconden voor een elektriciteitsproductie-eenheid zonder inertie (Power Park Module)	t1	2 secondes au maximum pour une unité de production d'électricité avec inertie (unité de production d'électricité synchrone) 500 millisecondes au maximum pour une unité de production d'électricité sans inertie (parc non synchrone de générateurs)
t2	30 seconden (15 seconden voor 50% van de maximale frequentievariatie)	t2	30 secondes (15 secondes pour 50% de la variation de fréquence maximale)
Duur van levering bij vol vermogen	Minimaal 15 minuten	Durée de fourniture en pleine puissance	Minimum 15 minutes

§ 10. Bij toepassing van artikel 15, lid 2, e), van de Europese netcode RfG legt de transmissienetbeheerder, in het relevant juridisch kader, de vereiste specificaties vast van elke elektriciteitsproductie-eenheid aangesloten op het transmissienet, ongeacht of deze van het type C of D is, wat betreft het herstel van de frequentie. De elektriciteitsproductie-eenheid is in dit verband in staat om de dienst voor herstel van de frequentie met automatische netactivering te leveren, op een automatische en voortdurende wijze op basis van een instructie, alsook om in realtime en voortdurend een bevestigingssignaal van zijn activering te verzenden.

§ 11. Bij toepassing van artikel 15, lid 2, g), van de Europese netcode RfG is elke elektriciteitsproductie-eenheid aangesloten op het transmissienet, ongeacht of deze van het type C of D is, in staat om de aanvullende signalen uit te zenden die werden vastgelegd door de transmissienetbeheerder in afspraak met de betreffende transmissienetgebruiker in het relevant juridisch kader.

§ 10. En application de l'article 15, paragraphe 2, e), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe, dans le cadre juridique pertinent, les spécifications requises de toute unité de production d'électricité raccordée au réseau de transport, qu'elle soit de type C ou D, en ce qui concerne la restauration de la fréquence. L'unité de production d'électricité est capable, dans ce cadre, de fournir le service de restauration de la fréquence avec activation automatique de réseau, de façon automatique et continue sur base d'une consigne, ainsi que de renvoyer en temps réel et de manière continue un signal de confirmation de son activation.

§ 11. En application de l'article 15, paragraphe 2, g), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité raccordée au réseau de transport, qu'elle soit de type C ou D, est capable de transmettre les signaux complémentaires fixés par le gestionnaire du réseau de transport de commun accord avec l'utilisateur du réseau de transport concerné, dans le cadre juridique pertinent.

§ 12. Bij toepassing van artikel 15, lid 6, *e)*, van de Europese netcode RfG, specificeert de transmissienetbeheerder de minimale en maximale limieten van het percentage van variatie van het actief vermogen, voor zowel de toenemende als de dalende productie van dit vermogen die nodig zijn voor een nieuwe elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D aangesloten op het transmissienet.

Afdeling 3. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot het algemeen beheer van het net, met inbegrip van de bepalingen voor operationele informatie-uitwisseling

Art. 84. Bij toepassing van artikel 14, lid 5, *d)*, van de Europese netcode RfG is elke elektriciteitsproductie-eenheid aangesloten op het transmissienet van het type B, C of D, in staat om de volgende informatie in realtime uit te wisselen met de transmissienetbeheerder:

1° de positie van de vermogensschakelaars op het aansluitingspunt of op een ander interactiepunt met het transmissienet dat werd overeengekomen met de transmissienetbeheerder overeenkomstig het relevant juridisch kader;

2° het actief en reactief vermogen op het aansluitingspunt of op een ander interactiepunt met het transmissienet dat werd afgesproken met de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader alsook het netto actief en reactief vermogen, in geval van een afname andere dan de hulpvoeding van de elektriciteitsproductie-eenheid.

Als deze informatie niet beschikbaar is en als dit alternatief in de daaromtrent door de transmissienetbeheerder gepubliceerde specificaties bedoeld in artikel 14, lid 5, *d)*, *i)*, van de Europese netcode RfG of in het relevant juridisch kader, zo voorzien is, deelt de transmissienetgebruiker het bruto actief en reactief vermogen mee in afwijking van het eerste lid.

De transmissienetbeheerder bepaalt in het relevant juridisch kader de volledige lijst van aan hem mee te delen gegevens, naast de gegevens voorzien hierboven, evenals de communicatieprotocollen en infrastructuur.

Afdeling 4. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de spanningsstabiliteit

Art. 85. § 1. Bij toepassing van artikel 15, lid 3 en 16, lid 2, *c)*, van de Europese netcode RfG kan de transmissienetbeheerder, in zijn hoedanigheid van relevante netbeheerder, zo nodig eisen dat een elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D aangesloten op het transmissienet beschikt over capaciteiten die een automatische ontkoppeling mogelijk maken, volgens het relevant juridisch kader. In dit geval stelt de transmissienetbeheerder, in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder, de modaliteiten en regelingen van de automatische ontkoppeling van deze elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D vast. Daartoe deelt de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid deze regelingen van de beveiligingen mee aan de transmissienetbeheerder om ze door deze laatste te laten valideren.

§ 2. Elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type A, B, C aangesloten op het transmissienet blijft binnen de volgende spanningsbereiken aangesloten op het transmissienet en op de lokale transmissienetten:

	Spannings-bereiken	Werkings-duur		Plages de tension	Durée de fonctionnement
Spanningsniveaus lager dan 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten	Niveaux de tension inférieur à 300 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Onbegrensd		0.90 pu – 1.118 pu	Illimité
	1,118 pu – 1,15 pu	Te bepalen tussen de relevante netbeheerder en de eigenaar van de elektriciteits-productie-eenheid		1.118 pu – 1.15 pu	A convenir entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production d'électricité, dans le contrat de raccordement

§ 12. En application de l'article 15, paragraphe 6, *e)*, du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport spécifie les limites minimales et maximales du taux de variation de la puissance active, s'agissant de la production d'électricité tant à la hausse qu'à la baisse de cette puissance, qui sont requises pour une unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport.

Section 3. — Exigences techniques complémentaires relatives à la gestion générale du réseau, en ce compris les dispositions d'échanges d'information

Art. 84. En application de l'article 14, paragraphe 5, *d)*, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité raccordée au réseau de transport, de type B, C ou D, est capable d'échanger avec le gestionnaire du réseau de transport les informations suivantes en temps réel :

1° la position des disjoncteurs au point de raccordement ou en un autre point d'interaction avec le réseau de transport, tel que convenu avec le gestionnaire du réseau de transport conformément au cadre juridique pertinent ;

2° la puissance active et réactive au point de raccordement ou en un autre point d'interaction avec le réseau de transport, tel que convenu avec le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent, ainsi que la puissance active et réactive nette dans le cas d'un prélèvement autre que l'alimentation des auxiliaires de l'unité de production d'électricité.

Dans le cas où cette information n'est pas disponible et si cette alternative est prévue dans les spécifications publiées par le gestionnaire de réseau de transport visées à l'article 14, paragraphe 5, *d)* *i)*, du code de réseau européen RfG ou dans le cadre juridique pertinent, l'utilisateur du réseau de transport communique la puissance active et réactive brute par dérogation à l'alinéa 1^{er}.

Le gestionnaire du réseau de transport fixe dans le cadre juridique pertinent la liste complète des informations à lui communiquer, outre les informations prévues ci-dessus, ainsi que les protocoles et infrastructures de communication.

Section 4. — Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension

Art. 85. § 1^{er}. En application de l'article 15, paragraphe 3 et 16, paragraphe 2, *c)*, du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport peut exiger, en sa qualité de gestionnaire de réseau compétent, qu'une unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport, dispose de capacités lui permettant une déconnexion automatique, selon ce qui est prévu par le cadre juridique pertinent. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de transport convient, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, des modalités et réglages de la déconnexion automatique de cette unité de production d'électricité de type C ou D. A cet effet, le propriétaire de l'unité de production d'électricité concernée communique ces réglages des protections au gestionnaire du réseau de transport pour que ce dernier les valide.

§ 2. Toute unité de production d'électricité de type A, B, C raccordée au réseau de transport reste connectée au réseau de transport et aux réseaux de transport local dans les plages de tension suivantes :

	Spannings-bereiken	Werkings-duur		Plages de tension	Durée de fonctionnement
Spanningsniveaus hoger dan 300 kV (voor een aansluiting op het 380 kV net, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten	Niveaux de tension supérieurs à 300 kV (pour un raccordement au réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV)	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Onbegrensd	0.90 pu – 1.05 pu	Illimité	
	1,05 pu – 1,10 pu	Te bepalen tussen de relevante netbeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid	1.05pu – 1.10 pu	A convenir entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production d'électricité, dans le contrat de raccordement	

Bij toepassing van artikel 16, lid 2, *a)* en *b)*, van de Europese netcode RfG blijft elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type D aangesloten op het transmissienet of op de lokale transmissienetten aangesloten op het transmissienet en op de lokale transmissienetten binnen de volgende spanningsbereiken:

En application de l'article 16, paragraphe 2, *a)* et *b)*, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité de type D raccordée au réseau de transport ou aux réseaux de transport local reste connectée au réseau de transport et aux réseaux de transport local dans les plages de tension suivantes :

	Span-nings-bereiken	Werkings-duur		Plages de tension	Durée de fonctionnement
Spannings-niveaus lager dan 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten	Niveaux de tension inférieur à 300 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Onbegrensd		0.90 pu – 1.118 pu	Illimité
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minuten		1.118 pu – 1.15 pu	20 minutes
Spannings-niveaus hoger dan 300 kV (voor een aansluiting op het 380 kV net, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten	Niveaux de tension supérieurs à 300 kV (pour un raccordement au réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV)	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Onbegrensd		0.90 pu – 1.05 pu	Illimité
	1,05 pu – 1,10 pu	20 minuten		1.05 pu – 1.10 pu	20 minutes

Elke eigenaar van elektriciteitsproductie-eenheid of lokale elektriciteitsproductie-eenheid met een toegangspunt op het transmissienet van het type B, C of D, behalve de elektriciteitsproductie-eenheden binnen een CDS, informeert de transmissienetbeheerder, volgens het relevant juridisch kader, over de totale capaciteit aan reactief vermogen van deze elektriciteitsproductie-eenheid, geeft er een demonstratie van en stelt het ter beschikking van de transmissienetbeheerder volgens de modaliteiten bepaald in afspraak met de betreffende transmissienetgebruiker en vastgelegd in het relevant juridisch kader of overeenkomstig de verplichtingen bedoeld in boek 5 van dit besluit.

Afdeling 5. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot het herstel van het net

Art. 86. Bij toepassing van artikel 15, lid 5, *b)* en *c)*, van de Europese netcode RfG is elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D bedoeld in artikel 35, § 2, in staat zich te ontkoppelen van het net waarop de elektriciteitsproductie-eenheid is aangesloten en zich snel te hersynchroniseren, overeenkomstig de beveiligingsstrategie die werd afgesproken tussen de transmissienetbeheerder en de eigenaar van de betreffende elektriciteitsproductie-eenheid, evenals, in voorkomend geval, met de netbeheerder van het net waarop deze elektriciteitsproductie-eenheid is aangesloten zoals vastgelegd in het relevant juridisch kader.

Een elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D aangesloten op de transmissienet waarvan de duur van de hersynchronisatie na zijn ontkoppeling meer dan vijftien minuten bedraagt, is in staat zich te ontkoppelen ongeacht op welk werkingspunt de elektriciteitsproductie-eenheid zich bevindt in het diagram van zijn P-Q-capaciteit. In dit geval beperkt de ontkoppelingssactie zich niet tot de signalen van de regelingen van de beveiligingen. De beveiligingsstrategie wordt afgesproken tussen de betreffende eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid en de transmissienetbeheerder en vastgelegd in het relevant juridisch kader.

Chaque propriétaire d'unité de production d'électricité ou unité de production d'électricité locale ayant un point d'accès au réseau de transport, de types B, C ou D, à l'exception des unités de production d'électricité situées au sein d'un CDS, communique au gestionnaire du réseau de transport, selon ce qui est prévu par le cadre juridique pertinent, la capacité totale en puissance réactive de ce parc, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées de commun accord avec l'utilisateur du réseau de transport concerné et fixées dans le cadre juridique pertinent ou conformément aux obligations visées au livre 5 du présent arrêté.

Section 5. — Exigences techniques complémentaires relatives à la reconstitution du réseau

Art. 86. En application de l'article 15, paragraphe 5, *b)* et *c)*, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, est capable de se déconnecter du réseau auquel cette unité de production d'électricité est raccordée et de se resynchroniser rapidement, en application de la stratégie de protection convenue entre le gestionnaire du réseau de transport et le propriétaire de l'unité de production d'électricité concernée, ainsi que, le cas échéant, avec le gestionnaire du réseau auquel cette unité de production d'électricité est raccordée comme fixé dans le cadre juridique pertinent.

Une unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport dont le temps de resynchronisation est supérieur à quinze minutes après sa déconnexion est capable de se déconnecter quel que soit le point d'opération dans lequel l'unité de production d'électricité se situe dans le diagramme de sa capacité P-Q. Dans ce cas, l'identification d'une opération de déconnexion ne se limite pas aux signaux des réglages des protections. La stratégie de protection est convenue entre le gestionnaire du réseau de transport et le propriétaire de l'unité de production d'électricité concernée et fixée dans le cadre juridique pertinent.

Elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D aangesloten op het transmissienet is in staat om na een ontkoppeling onafhankelijk kunnen functioneren, ondanks de afwezigheid van enige koppeling van haar hulpmiddelen op het net waarop deze elektriciteitsproductie-eenheid is aangesloten. De minimale werksduur wordt, in samenwerking met de transmissienetbeheerder, bepaald door de relevante netbeheerder waarbij deze elektriciteitsproductie-eenheid is aangesloten, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de technologie voor de primaire aandrijving.

Afdeling 6. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot het algemeen beheer van het net

Art. 87. Bij toepassing van artikel 15, lid 6, *a)*, van de Europese netcode RfG bepaalt het relevant juridisch kader, van elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D bedoeld in artikel 35, § 2, de detectiecriteria voor het verlies van hoekstabiliteit of het verlies van besturing van deze elektriciteitsproductie-eenheid en bijgevolg haar vermogen om zich in dit geval automatisch te ontkoppelen van het net waarop deze is aangesloten.

Bij toepassing van artikel 15, lid 6, *b)*, van de Europese netcode RfG bepaalt het relevant juridisch kader, van elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D bedoeld in artikel 35, § 2, de kenmerken van de instrumentatie, zo nodig in samenwerking met de relevante transmissienetbeheerder. De kwaliteitsparameters voor de levering, de criteria voor de activering van het apparaat voor het registreren van storingen en vermogensschommelingen, de criteria voor de bemonsteringsfrequentie en de voorwaarden voor toegang tot de geregistreerde gegevens worden in het relevant juridisch kader vastgesteld.

Bij toepassing van artikel 15, lid 6, *c)*, van de Europese netcode RfG bepaalt het relevant juridisch kader, van elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D bedoeld in artikel 35, § 2, de door de eigenaars van deze elektriciteitsproductie-eenheid te verstrekken simulatiemodellen, zo nodig in samenwerking met de relevante transmissienetbeheerder. Deze geven het gedrag van de elektriciteitsproductie-eenheid in stationaire en dynamische toestand weer. Naargelang het geval legt het relevant juridisch kader ook een model vast dat de tijdelijke elektromagnetische fenomenen weergeeft. De formaten van de simulatiemodellen, de in dit verband mee te delen documentatie en de parameters met betrekking tot het kortsluitvermogen worden vastgelegd in het relevant juridisch kader.

Bij toepassing van artikel 15, lid 6, *d)*, van de Europese netcode RfG legt het relevant juridisch kader, van elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D bedoeld in artikel 35, § 2, de vereisten vast, in afspraak met de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid en zo nodig in samenwerking met de relevante transmissienetbeheerder, met betrekking tot de installering van extra apparaten voor de werking of de veiligheid van het net.

Bij toepassing van artikel 15, lid 6, *f)*, van de Europese netcode RfG bepaalt het relevant juridisch kader, van elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D bedoeld in artikel 35, § 2, de vereisten voor de aardingsapparaten van het nulpunt aan de netzijde van de opvoerttransformatoren, zo nodig in samenwerking met de relevante transmissienetbeheerder.

HOOFDSTUK 2. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type A, B, C en D beschouwd als nieuw overeenkomstig artikel 36

Afdeling 1. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de frequentie

Art. 88. § 1. Bij toepassing van artikel 13, lid 2, *a)*, *c)*, *d)* en *f)*, van de Europese netcode RfG is elke synchrone elektriciteitsproductie-eenheid bedoeld in artikel 35, § 2, die van het type A, B, C of D is, in beperkte regelmodus bij overfrequentie (LFSM-O-modus) in staat om de levering van de respons in actief vermogen op de frequentievariëaties te activeren volgens de onderstaande waarden. Zodra de frequentiedrempel is bereikt, wordt de operationele modus op hetzelfde niveau voortgezet zonder verdere variatie (geen bijkomende vermindering voor een bijkomende verhoging van de frequentie).

Toute unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport est capable de fonctionner de façon autonome après une déconnexion, malgré l'absence de toute connexion de ses auxiliaires au réseau auquel cette unité de production d'électricité est raccordée. Le temps minimum d'opération est fixé par le gestionnaire de réseau compétent auquel cette unité de production d'électricité est raccordée, en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport, en tenant compte des caractéristiques de la technologie liée à l'énergie primaire.

Section 6. — Exigences techniques complémentaires relatives à la gestion générale du réseau

Art. 87. En application de l'article 15, paragraphe 6, *a)*, du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les critères de détection de la perte de stabilité angulaire ou la perte des régulateurs de cette unité de production d'électricité, et par conséquent sa capacité dans ce cas à se déconnecter automatiquement du réseau auquel elle est raccordée.

En application de l'article 15, paragraphe 6, *b)*, du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les caractéristiques de l'instrumentation, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport compétent. Le dans le cadre juridique pertinent reprend à cet égard les paramètres de qualité de la fourniture, les critères du déclenchement du dispositif d'enregistrement des défauts et des oscillations de puissance, le temps d'échantillonnage, ainsi que les modalités d'accès aux données enregistrées.

En application de l'article 15, paragraphe 6, *c)*, du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les modèles de simulation à fournir par le propriétaire de cette unité de production d'électricité, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport compétent. Ceux-ci reflètent le comportement de l'unité de production d'électricité en régime établi et en régime transitoire. Selon les cas, le cadre juridique pertinent exige également un modèle représentant les phénomènes électromagnétiques transitoires. Le cadre juridique pertinent fixe les formats des modèles de simulation, la documentation à communiquer dans ce cadre et les paramètres relatifs à la capacité de court-circuit.

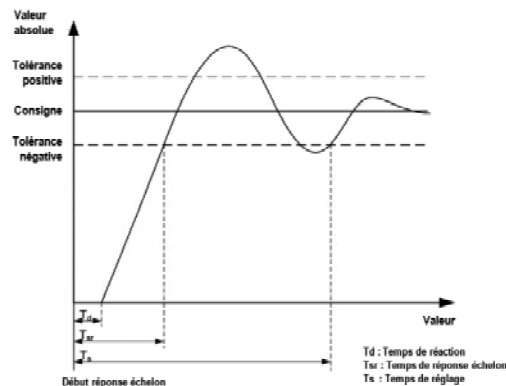
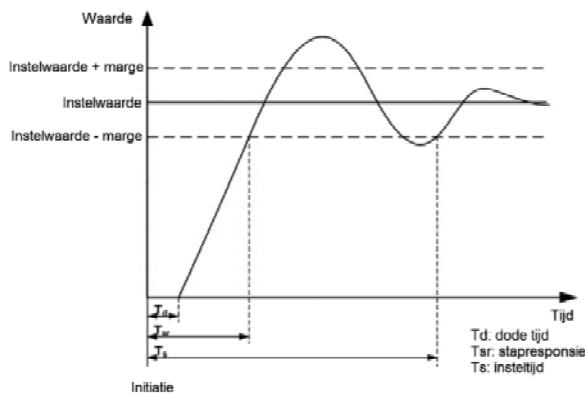
En application de l'article 15, paragraphe 6, *d)*, du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les exigences convenues avec le propriétaire de l'unité de production d'électricité et le cas échéant en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport compétent, relatives à l'installation de dispositifs additionnels pour le fonctionnement ou pour la sûreté du réseau.

En application de l'article 15, paragraphe 6, *f)*, du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les exigences relatives aux dispositifs de mise à la terre du point neutre du côté réseau des transformateurs élévateurs, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport compétent.

CHAPITRE 2. — Exigences techniques complémentaires relatives aux unités de production d'électricité synchrones de types A, B, C et D considérées comme nouvelles conformément à l'article 36

Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence

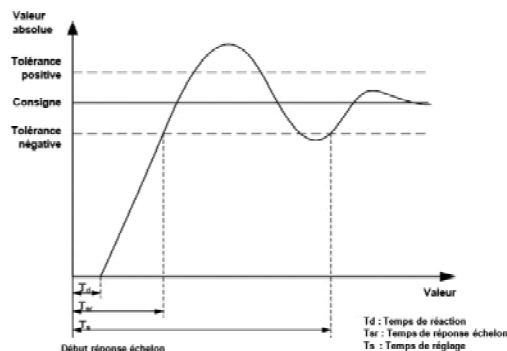
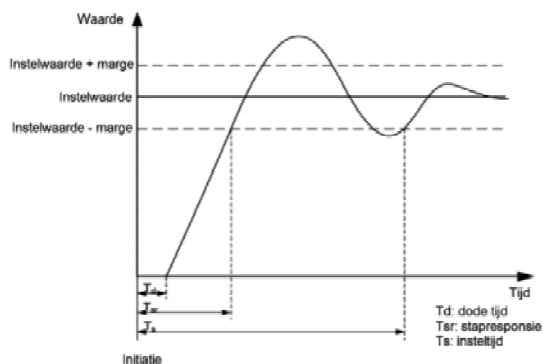
Art. 88. § 1^{er}. En application de l'article 13, paragraphe 2, *a)*, *c)*, *d)* et *f)*, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone, qu'elle soit de type A, B, C ou D visée à l'article 35, § 2, en mode de réglage restreint à la surfréquence (mode LFSM-O), est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon les valeurs ci-après. Une fois le seuil de fréquence minimum atteint, le mode opérationnel se poursuit au même niveau, sans variation subséquente (pas de diminution supplémentaire pour une augmentation de fréquence supplémentaire).



Parameter	SPGM-regeling	Paramètre	Réglage SPGM
Frequentie-drempel	50,2 Hz	Seuil de fréquence	50,2 Hz
Statische toestand	5% (regelbaar tussen 2% en 12%)	Statisme	5% (réglable entre 2% et 12%)
Prefereentievermogen	Maximaal vermogen	Puissance de référence Pref	Puissance maximale
Reactietijd	Als standaard zo snel als technisch mogelijk (zonder opzettelijke vertraging), in overleg met de transmissienetbeheerder kunnen specifieke bepalingen van toepassing zijn	Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport.
Responstijd niveau	≤ 5 minuten voor een verhoging van het actief vermogen met 20% van Pmax. Een trage reactie is niet van toepassing bij een toename die snel (binnen enkele seconden) volgt op een fase van vermindering ≤ 8 seconden voor een vermindering van het actief vermogen met 45% van Pmax	Temps de réponse échelon	≤ 5 minutes pour une augmentation de puissance active de 20% de Pmax. Une réaction lente n'est pas d'application pour le cas d'une augmentation qui suit rapidement (en quelques secondes) une phase de diminution) ≤ 8 secondes pour une diminution de puissance active de 45 % de Pmax
Regelduur	≤ 6 minuten voor een verhoging van het actief vermogen (Een trage reactie is niet van toepassing bij een toename die snel volgt op een fase van vermindering) ≤ 30s voor een vermindering van actief vermogen	Temps de réglage	≤ 6 minutes pour une augmentation de puissance active (Une réaction lente n'est pas d'application pour le cas d'une augmentation qui suit rapidement une phase de diminution) ≤ 30s pour une diminution de puissance active

§ 2. Bij toepassing van artikel 15, lid 2, c), i, van de Europese netcode RfG is elke synchrone elektriciteitsproductie-eenheid, ongeacht of deze van het type C of D is bedoeld in artikel 35, § 2, in de beperkte regelmodus bij onderfrequentie (LFSM-U-modus) in staat om de levering van de respons in actief vermogen op de variaties van onderfrequentie te activeren volgens de onderstaande waarden:

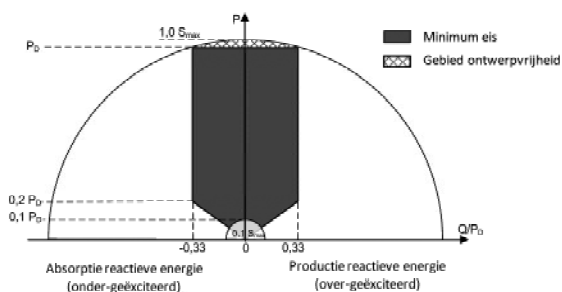
§ 2. En application de l'article 15, paragraphe 2, c), i, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone, qu'elle soit de type C ou D visée à l'article 35, § 2, en mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U), est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de sous-fréquence selon les valeurs ci-après :



Parameter	SPGM-regeling	Paramètre	Réglage SPGM
Frequentie-drempel	49.8 Hz	Seuil de fréquence	49.8 Hz
Statische toestand	5% (regelbaar tussen 2% en 12%)	Statisme	5% (réglable entre 2% et 12%)
Pref-referentie-vermogen	Maximaal vermogen	Puissance de référence Pref	Puissance maximale
Reactietijd	Als standaard zo snel als technisch mogelijk (zonder opzettelijke vertraging), in overleg met de transmissienetbeheerder kunnen specifieke bepalingen van toepassing zijn	Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport.
Responstijd niveau	≤ 5 minuten voor een verhoging van het actief vermogen met 20% van Pmax. Een trage reactie is niet van toepassing bij een toename die snel (binnen enkele seconden) volgt op een fase van vermindering ≤ 8 seconden voor een vermindering van het actief vermogen met 45% van Pmax	Temps de réponse échelon	≤ 5 minutes pour une augmentation de puissance active de 20% de Pmax. Une réaction lente n'est pas d'application pour le cas d'une augmentation qui suit rapidement (quelques secondes) une phase de diminution. ≤ 8 secondes pour une diminution de puissance active de 45 % de Pmax
Regelduur	≤ 6 minuten voor een verhoging van het actief vermogen (Een trage reactie is niet van toepassing bij een toename die snel (binnen enkele seconden) volgt op een fase van vermindering) ≤ 30 seconden voor een vermindering van actief vermogen	Temps de réglage	≤ 6 minutes pour une augmentation de puissance active (Une réaction lente n'est pas d'application pour le cas d'une augmentation qui suit rapidement (quelques secondes) une phase de diminution) ≤ 30 secondes pour une diminution de puissance active

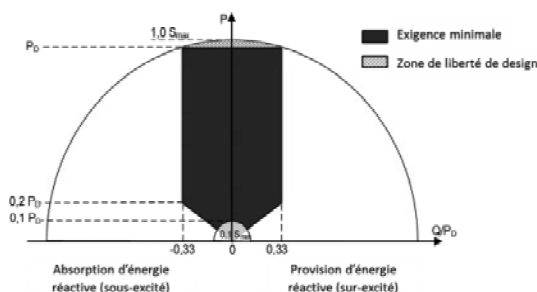
Afdeling 2. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de spanningsstabiliteit en de capaciteit van reactief vermogen

Art. 89. § 1. Bij toepassing van de artikelen 17, lid 2, *a)* en 18, lid 2, *c)*, van de Europese netcode RfG is een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid type B, C of D aangesloten op het transmissienet in staat om het reactief vermogen te leveren/op te nemen volgens de volgende diagrammen:



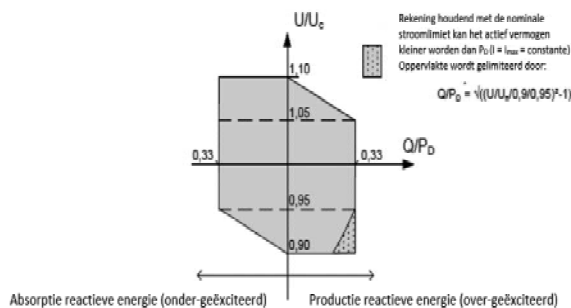
Section 2. — Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension et à la capacité en puissance réactive

Art. 89. § 1^{er}. En application de l'article 17, paragraphe 2, *a)*, et 18, paragraphe 2, *c)*, du code de réseau européen RfG, une unité de production d'électricité synchrone de type B, C ou D raccordée au réseau de transport est capable de fournir/absorber de la puissance réactive selon les diagrammes suivants :



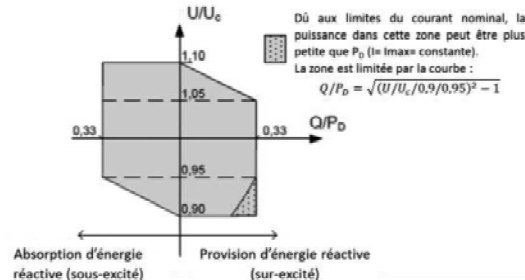
Capaciteitscurve voor SPGM type B.

Waar P_D het maximale werkzaam vermogen is dat geproduceerd kan worden bij het maximale gevraagde blindvermogen (dus gelijk aan $0,95 \cdot S_{nom}$).

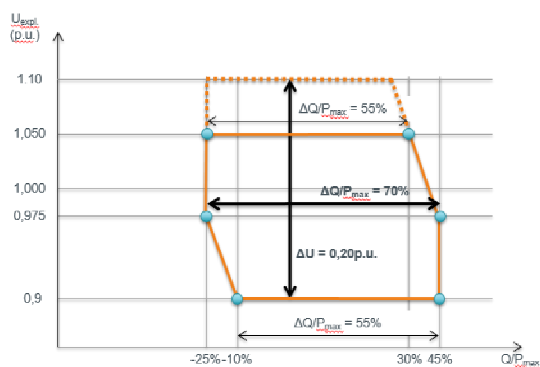


Courbe de capacité pour les SPGM de type B.

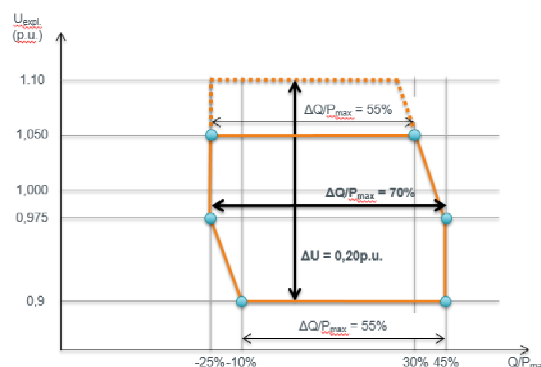
Où P_D représente la puissance active maximale pouvant être produite en cas de demande de production de puissance réactive maximale (donc égale à $0,95 \cdot S_{nom}$).



U/U_c - Q/P_D profiel van type B SPGM in op de eisen op reactieve vermogen voor verschillend spanningsniveaus vanuit 1 pu.



Profil U_c - Q/P_D pour les SPGM de type B permettant de visualiser les exigences en puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.



Capaciteitscurve voor SPGM type C en D.

Bij toepassing van artikel 18, lid 2, c), van de Europese netcode RfG is iedere synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D aangesloten op het transmissienet in staat om de spanning te regelen op alle werkpunten binnen de limieten die zijn vastgelegd in het P-Q capaciteitsdiagram opgenomen in het eerste lid.

Het niveau van de maximale spanning van 1.10 pu wordt aanzien als 1.05 pu in het geval van aansluiting op een spanning die hoger is dan 300 kV (indien aangesloten op 380 kV-net, 1 pu = 400 kV).

Als uitzondering op het principe bepaald in artikel 37, § 2, voor een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van type B aangesloten op het transmissienet, wordt deze technische eis vastgelegd op de klemmen van de secundaire van de transformator indien deze bestaat, of aan de klemmen van de alternator van de elektriciteitsproductie-eenheid.

§ 2. Bij toepassing van artikel 17, lid 2, b), van de Europese netcode RfG is elke synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type B aangesloten op het transmissienet, in staat om de spanning te regelen die overeenkomt met de volgende bedieningswijzen, op basis van bediening op afstand:

1° de injectie/absorptie van reactief vermogen (Q_{fix}) wordt voortdurend gehandhaafd en dit binnen de P-Q en U-Q/ P_{max} capaciteiten vermeld in paragraaf 1; en

2° de spanning van de wisselstroomgenerator (U_{alt}) wordt voortdurend gehandhaafd en dit binnen de P-Q en U-Q/ P_{max} capaciteiten vermeld in paragraaf 1.

De reactiesnelheid waarmee kan bewogen worden binnen de P-Q en U-Q/ P_{max} capaciteiten (vermeld in paragraaf 1) wordt vastgesteld in het relevant juridisch kader voor de betreffende synchrone elektriciteitsproductie-eenheid.

Courbe de capacité pour les SPGM de types C et D.

En application de l'article 18, paragraphe 2, c), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de type C ou D raccordée au réseau de transport est capable d'un réglage de la tension en tout point de fonctionnement des limites fixées dans le diagramme de capacité P-Q repris dans l'alinéa 1^{er}.

Le niveau de tension maximum de 1.10 pu est considéré comme 1.05 pu en cas de raccordement à un niveau de tension supérieure à 300 kV (si raccordé au réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV).

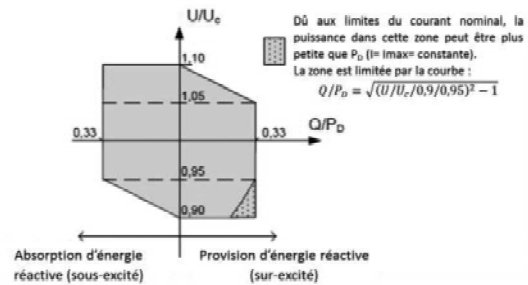
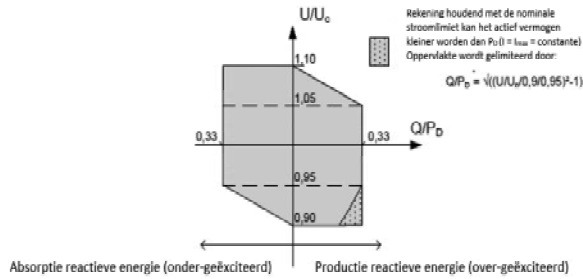
Par exception au principe fixé à l'article 37, § 2, pour une unité de production d'électricité synchrone de type B raccordée au réseau de transport, cette exigence technique est fixée aux bornes du secondaire du transformateur élévateur s'il existe, ou aux bornes de l'alternateur de l'unité de production d'électricité.

§ 2. En application de l'article 17, paragraphe 2, b), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de type B raccordée au réseau de transport est capable d'un réglage de la tension correspondant aux modes de contrôle suivants, sur base d'un contrôle à distance :

1° l'injection/absorption en puissance réactive (Q_{fix}) est maintenue de manière constante dans les capacités P-Q et U-Q/ P_{max} défini en paragraphe 1^{er} ; et

2° la tension de l'alternateur (U_{alt}) est maintenue de manière constante dans les capacités P-Q et U-Q/ P_{max} défini en paragraphe 1^{er}.

La vitesse de réaction au sein des diagrammes de capacité P-Q et U-Q/ P_{max} (défini au paragraphe 1^{er}) est fixé dans le cadre juridique pertinent de l'unité de production d'électricité synchrone.

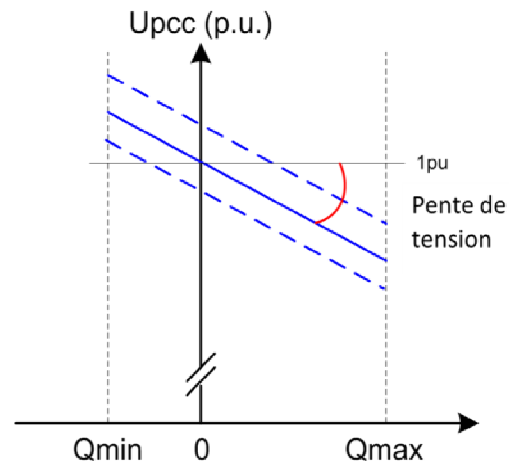
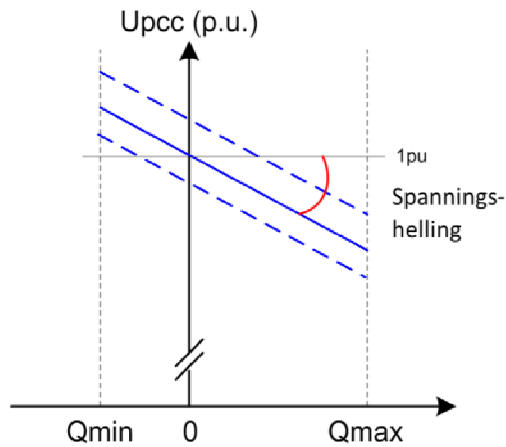


U/U_c - Q/P_D profiel van type B SPGM in op de eisen op reactieve vermogen voor verschillende spanningsniveaus vanuit 1 pu.

§ 3. Bij toepassing van de artikelen 19, lid 2, a) en 21, lid 3, d), van de Europese netcode RfG, dient elke synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D aangesloten op het transmissienet voor de spanningsregeling op haar aansluitingspunt te voldoen aan de vereisten vastgelegd in het volgende diagram, met inachtneming van de principes bepaald in de artikelen 62 tot en met 64 en 66 tot en met 69:

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

§ 3. En application des articles 19, paragraphe 2, a), et 21, paragraphe 3, d), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de type C ou D raccordée au réseau de transport satisfait aux exigences relatives à la stabilité en tension au point de raccordement selon le diagramme suivant, dans le respect des principes fixés aux articles 62 à 64 et 66 à 69:



Principes van de controle van de spanning en het reactief vermogen. Upcc geeft de spanning weer op het aansluitingspunt.

Bij toepassing van dit diagram wordt de proportionele versterkingsfactor vastgelegd door de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader, in afspraak met de eigenaar van de betrokken synchrone elektriciteitsproductie-eenheid, zodat de relatieve gevoeligheidscoëfficiënt a_{eq} begrepen is tussen 18 en 25, zoals uitgedrukt in de onderstaande formule:

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

Principes du contrôle de la tension et de la puissance réactive.

Upcc indique la tension au niveau du point de raccordement.

En application de ce diagramme, le gain de la boucle de réglage est fixé dans le cadre juridique pertinent par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec le propriétaire de l'unité de production d'électricité synchrone concernée, de telle sorte que le coefficient de sensibilité relative a_{eq} soit compris entre 18 et 25, tel qu'exprimé dans la formule ci-dessous:

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

waar de gebruikte coëfficiënten de betekenis hebben zoals in artikel 67.

P_{nom} wordt P_{max} .

De waarden voor a_{eq} kunnen worden getransformeerd en zijn volledig in lijn met waarden voor de spanningshelling binnen een interval van op zijn minst 2 tot 7%, zoals vermeld in artikel 21, lid 3, d), ii, van de Europese netcode RfG.

§ 4. Bij toepassing van artikel 18, lid 2, van de Europese netcode RfG is iedere synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type C of D aangesloten op het transmissienet in staat om voor haar spanningsregeling te voldoen aan de technische minimumeisen en de regelparameters voor spanningsstabiliteit op het aansluitingspunt, zoals bepaald in artikel 69.

où les coefficients utilisés ont le sens donné à l'article 67.

P_{nom} devient P_{max} .

Les valeurs pour a_{eq} peuvent être transformées et sont en ligne avec les valeurs pour la pente de tension, dans un intervalle de et au moins 2 à 7%, tel que précisé dans l'article 21, paragraphe 3, d), ii, du code de réseau européen RfG.

§ 4. En application de l'article 18, paragraphe 2, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de type C et D raccordée au réseau de transport est capable de satisfaire aux exigences techniques minimales et aux paramètres de réglage en matière de stabilité de la tension au point de raccordement, tels que fixés à l'article 69.

De reactiesnelheid waarmee bewogen moet kunnen worden binnen de P-Q en U-Q/P_{max} capaciteiten vermeld in paragraaf 1 wordt voor de betreffende synchrone elektriciteitsproductie-eenheid bepaald in het relevant juridisch kader.

§ 5. Bij toepassing van artikel 19, lid 3, van de Europese netcode RfG bepaalt het relevant juridisch kader voor elke elektriciteitsproductie-eenheid van het type D, in voorkomende geval, de technische capaciteiten van deze eenheden om bij te dragen aan het verlies van rotorhoekstabiliteit in storingssituatie. Deze capaciteiten worden bepaald door de transmissienetbeheerder, in samenwerking met de eigenaar van de betrokken elektriciteitsproductie-eenheid.

§ 6. Elke eigenaar van een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type B, C of D met een toegangspunt op het transmissienet, met uitzondering van de synchrone elektriciteitsproductie-eenheden in de schoot van een CDS, informeert de transmissienetbeheerder over diens totale capaciteit aan reactief vermogen, geeft er een demonstratie van en stelt het ter beschikking van de transmissienetbeheerder volgens de modaliteiten door de transmissienetbeheerder bepaald in het relevant juridisch kader.

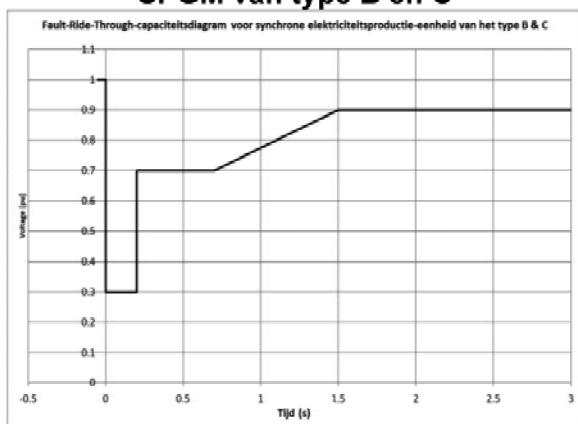
Afdeling 3. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de fault-ride-through-capaciteit

Art. 90. Overeenkomstig de artikelen 14, lid 3, 15, lid 1 en 16, lid 3, van de Europese netcode RfG is elke synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type B tot D bedoeld in artikel 35, § 2, in staat om over het volledige werkgebied in synchrone modus met het net te kunnen werken wanneer de spanning op het aansluitingspunt, uitgedrukt in percentage van nominale spanning op dit punt, tijdens een fault-ride-through binnen het bereik blijft zoals bepaald door de diagrammen infra.

Het spannings-tijd-profiel bepaalt de benedengrens van de spanningen tussen fasespanningen op het aansluitingspunt tijdens een fout, in functie van de tijd, voor, tijdens en na de fout.

Elke synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type B of C bedoeld in artikel 35, § 2, leeft het volgende fault-ride-through-capaciteit diagram na:

Parameters van de FRT-eisen voor SPMG van type B en C



La vitesse de réaction au sein des diagrammes de capacité P-Q et U-Q/P_{max}, définie au paragraphe 1^{er}, est fixée dans le cadre juridique pertinent de l'unité de production d'électricité synchrone.

§ 5. En application de l'article 19, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de chaque unité de production d'électricité synchrone de type D fixe, le cas échéant, les capacités techniques de ces unités pour contribuer à la stabilité angulaire dans les situations de défaut. Ces capacités sont fixées par le gestionnaire du réseau de transport, en collaboration avec le propriétaire de l'unité de production d'électricité concernée.

§ 6. Chaque propriétaire d'une unité de production d'électricité synchrone de type B, C ou D ayant un point d'accès au réseau de transport, à l'exception des unités de production d'électricité synchrones situées au sein d'un CDS, communique au gestionnaire du réseau de transport sa capacité totale en puissance réactive, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

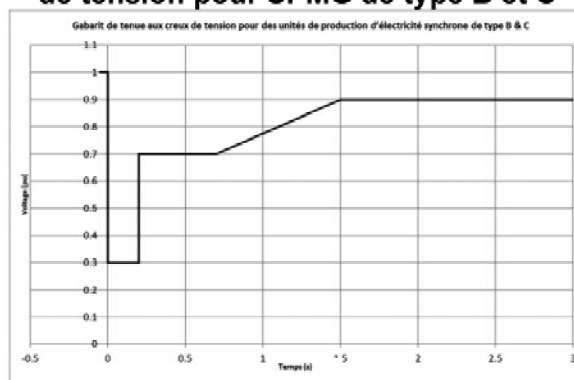
Section 3. — Exigences techniques complémentaires relatives à la tenue aux creux de tension

Art. 90. En application des articles 14, paragraphe 3, 15, paragraphe 1^{er} et 16, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de types B à D visée à l'article 35, § 2, est capable de fonctionner dans l'entière de son domaine de fonctionnement en mode synchrone avec le réseau, lorsque la tension au point de raccordement, exprimée en pourcentage de la tension nominale en ce point, reste, durant un creux de tension, dans la plage fixée par les diagrammes ci-après.

Le gabarit de creux de tension détermine la limite inférieure des tensions entre phases au niveau de tension du point de raccordement pendant un défaut, en fonction du temps, avant, pendant et après le défaut.

Toute unité de production d'électricité synchrone de type B ou C visée à l'article 35, § 2, respecte le diagramme relatif à la tenue aux creux de tension suivant :

Le profil d'exigence de tenue aux creux de tension pour SPMG de type B et C



Spanningsparameter [per eenheid (pu)]	Tijdparameters (seconden)	Paramètres tension [par unité (pu)]	Durée des paramètres (secondes)
U _{ret} = 0.3	T _{clear} = 0.2	U _{ret} = 0.3	T _{clear} = 0.2
U _{clear} = 0.7	T _{rec1} = T _{clear}	U _{clear} = 0.7	T _{rec1} = T _{clear}
U _{rec1} = 0.7	T _{rec2} = 0.7	U _{rec1} = 0.7	T _{rec2} = 0.7
U _{rec} = 0.9	T _{rec3} = 1.5	U _{rec} = 0.9	T _{rec3} = 1.5

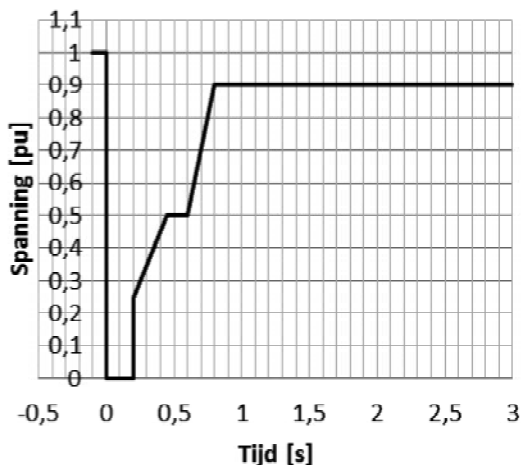
U_{ret} is de symmetrische of asymmetrische restspanning op het aansluitingspunt tijdens een storing; T_{clear} is het moment waarop de storing is verholpen. U_{rec1}, U_{rec2}, T_{rec1}, T_{rec2} en T_{rec3} specificeren bepaalde punten van de ondergrenzen van de terugkeer van spanning na eliminatie van een storing.

U_{ret} est la tension symétrique ou asymétrique résiduelle au point de raccordement pendant un défaut ; T_{clear} est l'instant où le défaut est éliminé. U_{rec1}, U_{rec2}, T_{rec1}, T_{rec2} et T_{rec3} spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

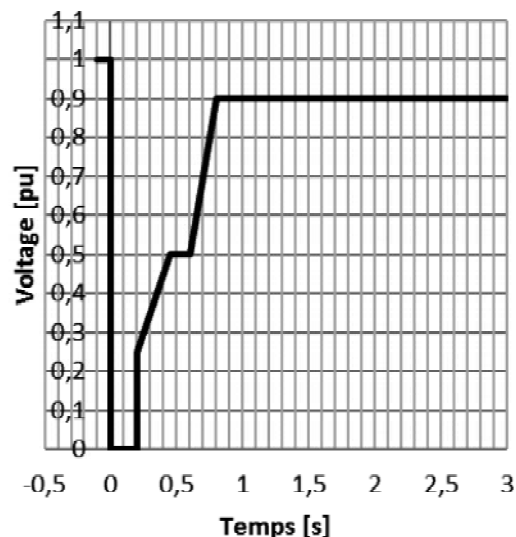
Elke synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type D bedoeld in artikel 35, § 2, en/of elke synchrone elektriciteitsproductie-eenheid van het type D die zich in de regelzone bevindt, dient volgende fault-ride-through-capaciteit diagram na te leven:

Toute unité de production d'électricité synchrone de type D visée à l'article 35, § 2, et/ou toute unité de production d'électricité synchrone de type D située dans la zone de réglage doit respecter le diagramme relatif à la tenue aux creux de tension suivant :

Parameters van de FRT-eisen voor SPMG van type D



Le profil d'exigence de tenue aux creux de tension pour SPMG de type D



Parameters spanning (per eenheid (pu))	Duur van parameters (seconden)	Paramètres tension [par unité (pu)]	Durée des paramètres (secondes)
Uret = 0	Tclear = 0,2	Uret = 0	Tclear = 0.2
Uclear = 0,25	Trec1 = 0,45	Uclear = 0.25	Trec1 = 0.45
Urec1 = 0.5	Trec2 = 0.6	Urec1 = 0.5	Trec2 = 0.6
Urec = 0,9	Trec3 = 0.8	Urec = 0.9	Trec3 = 0.8

Uret is de restspanning op het aansluitingspunt tijdens een storing; Tclear is het moment waarop de storing is verholpen. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 en Trec3 specificeren bepaalde punten van de ondergrenzen van de terugkeer van spanning na eliminatie van een storing.

Overeenkomstig artikel 16, lid 3, b), van de Europese netcode RfG, wordt het geheel van voorwaarden voorafgaand en volgend op een fout, die in rekening gehouden dienen te worden voor de fault-ride-through-capaciteit, door de transmissienetbeheerder meegedeeld aan de eigenaar van een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid, op vraag van deze eenheid binnen het relevant juridisch kader.

Afdeling 4. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de robuustheid

Art. 91. Overeenkomstig artikel 17, lid 3, van de Europese netcode RfG zijn alle synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B tot D aangesloten op het transmissienet in staat om het herstel van het actief vermogen na een storing te verzekeren. De waarde van de amplitude en de hersteltijd van het actief vermogen worden vastgelegd in het relevant juridisch kader.

HOOFDSTUK 3. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot nieuwe power park modules van het type A, B, C en D

Afdeling 1. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de frequentie

Art. 92. § 1. Overeenkomstig artikel 13, lid 2, a), c), d) en f), van de Europese netcode RfG is elke power park module, van het type A, B, C of D zoals bedoeld in artikel 35, § 2, in de beperkte regelmodus bij overfrequentie (LFSM-O-modus) in staat om de levering van de respons in actief vermogen op de frequentievariëaties te activeren volgens onderstaande waarden. Zodra de drempel van minimale frequentie is bereikt, wordt de operationele modus op hetzelfde niveau voortgezet zonder verdere variatie (geen bijkomende vermindering voor een bijkomende verhoging van de frequentie).

Uret est la tension résiduelle au point de raccordement pendant un défaut ; Tclear est l'instant où le défaut est éliminé. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 et Trec3 spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

En application de l'article 16, paragraphe 3, b), du code de réseau européen RfG, l'ensemble des conditions avant et après défaut à prendre en compte pour la tenue aux creux de tension, sont communiqués par le gestionnaire du réseau de transport, à la demande d'une unité de production d'électricité synchrone, au propriétaire de cette unité dans le cadre juridique pertinent.

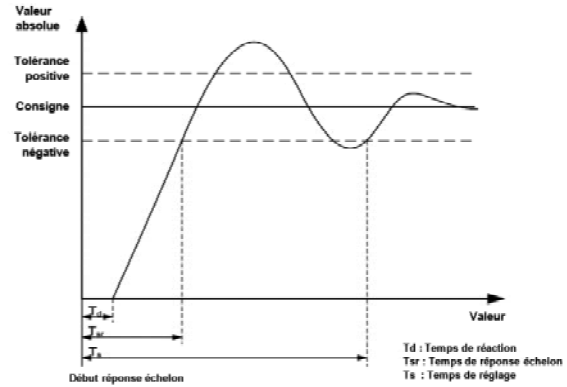
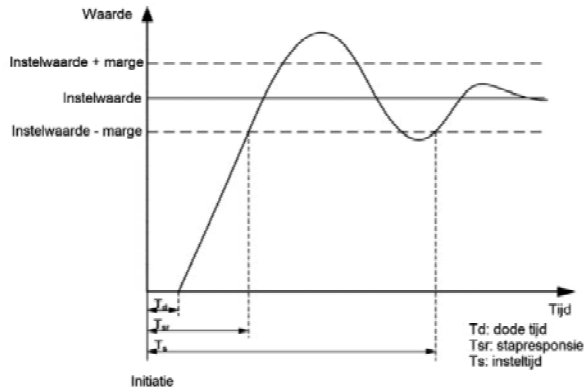
Section 4. — Exigences techniques complémentaires relatives à la robustesse

Art. 91. En application de l'article 17, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de types B à D raccordée au réseau de transport est capable d'assurer le rétablissement de la puissance active après défaut. La valeur de l'amplitude et le délai de rétablissement de la puissance active sont fixés dans le cadre juridique pertinent.

CHAPITRE 3. — Exigences techniques complémentaires relatives aux nouveaux parcs non synchrones de générateurs de types A, B, C et D

Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence

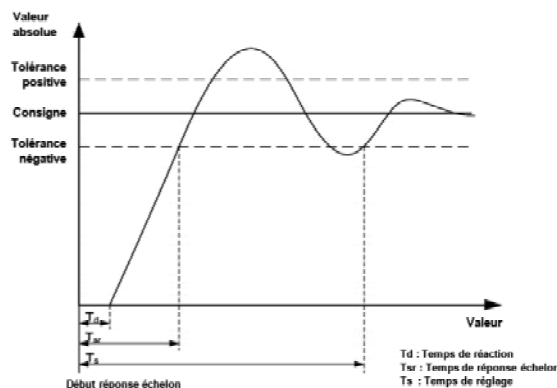
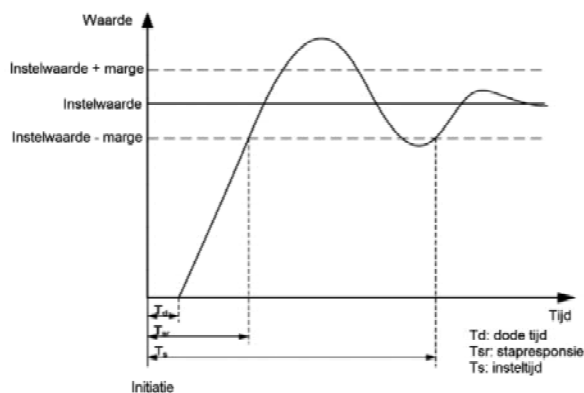
Art. 92. § 1^{er}. En application de l'article 13, paragraphe 2, a), c), d) et f), du code de réseau européen RfG, tout parc non synchrone, de type A, B, C ou D visé à l'article 35, § 2, en mode de réglage restreint à la surfréquence (mode LFSM-O), est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon les valeurs ci-après. Une fois le seuil de fréquence minimum atteint, le mode opérationnel se poursuit au même niveau, sans variation subséquente (pas de diminution supplémentaire pour une augmentation de fréquence supplémentaire).



Parameter	PPM-regeling	Paramètre	Réglage PPM
Frequentiedrempel	50,2 Hz	Seuil de fréquence	50,2 Hz
Statische toestand	5% (regelbaar tussen 2% en 12%)	Statisme	5% (réglable entre 2% et 12%)
Pref-referentievermogen	Standaard gaat het om de effectieve productie van actief vermogen op het moment waarop de drempel van LFSM-O wordt bereikt; een referentie gelijk aan het maximaal vermogen kan per geval worden beschreven.	Puissance de référence Pref	Par défaut, il s'agit de la production effective de puissance active au moment où est atteint le seuil LFSM-O; une référence égale à la puissance maximale peut être prescrite au cas par cas.
Reactietijd	Als standaard zo snel als technisch mogelijk (zonder opzettelijke vertraging), in overleg met de transmissienet-beheerder kunnen specifieke bepalingen van toepassing zijn	Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport.
Responstijd niveau	Voor de productie van elektriciteit uit windenergie: ≤ 5 seconden voor een verhoging van het actief vermogen met 20% van Pmax. Een tragere reactie voor een operationeel punt ≤ 50% Pmax is aanvaardbaar als deze minder dan 5 seconden bedraagt ≤ 2 seconden voor een vermindering van het actief vermogen met 50 % van Pmax Voor de rest: ≤ 10 seconden voor een vermindering van het actief vermogen met 50% van Pmax ≤ 2 seconden voor een vermindering van het actief vermogen met 50 % van Pmax	Temps de réponse échelon	Pour la production d'électricité éolienne : ≤ 5 secondes pour une augmentation de puissance active de 20% de Pmax. Une réaction plus lente pour un point opérationnel ≤ 50% Pmax est acceptable tant que qu'elle est au-dessous de 5 secondes ≤ 2 secondes pour une diminution de puissance active de 50 % de Pmax Pour le reste : ≤ 10 secondes pour une augmentation de puissance active de 50% de Pmax ≤ 2 secondes pour une diminution de puissance active de 50 % de Pmax
Regelduur	≤ 30 seconden voor een verhoging van actief vermogen ≤ 20 seconden voor een vermindering van actief vermogen	Temps de réglage	≤ 30 secondes pour une augmentation de puissance active ≤ 20 secondes pour une diminution de puissance active

§ 2. Bij toepassing van artikel 15, lid 2, c), i, van de Europese netcode RfG is elke power park module, van het type C of D, zoals bepaald in artikel 35, § 2, in de beperkte regelmodus bij onderfrequentie (LFSM-U-modus) in staat om de levering van de respons in actief vermogen op de variaties van onderfrequentie (geen bijkomende vermindering voor een bijkomende verhoging van de frequentie) te activeren volgens de onderstaande waarden:

§ 2. En application de l'article 15, paragraphe 2, c), i, du code de réseau européen RfG, tout parc non synchrone, de type C ou D visé à l'article 35, § 2, en mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U), est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de sous-fréquence (aucune diminution supplémentaire pour une augmentation supplémentaire de la fréquence) selon les valeurs ci-après :



Parameter	PPM-regeling	Paramètre	Réglage PPM
Frequentiedrempel	49.8 Hz	Seuil de fréquence	49.8 Hz
Statische toestand	5% (regelbaar tussen 2% en 12%)	Statisme	5% (réglable entre 2% et 12%)
Pref-referentievermogen	Standaard gaat het om de effectieve productie van actief vermogen op het moment waarop de drempel van LFSM-U wordt bereikt; een referentie gelijk aan het maximaal vermogen kan per geval worden beschreven.	Puissance de référence Pref	Par défaut, il s'agit de la production effective de puissance active au moment où est atteint le seuil LFSM-U ; une référence égale à la puissance maximale peut être prescrite au cas par cas
Reactietijd	Als standaard zo snel als technisch mogelijk (zonder opzettelijke vertraging), in overleg met de transmissienet-beheerder kunnen specifieke bepalingen van toepassing zijn	Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport.
Responstijd niveau	Voor de productie van elektriciteit uit windenergie: ≤ 5 seconden voor een verhoging van het actief vermogen met 20% van Pmax. Een tragere reactie voor een operationeel punt ≤ 50% Pmax is aanvaardbaar als deze minder dan 5 seconden bedraagt ≤ 2 seconden voor een vermindering van het actief vermogen met 50 % van Pmax Voor de rest: ≤ 10 seconden voor een verhoging van het actief vermogen met 50% van Pmax ≤ 2 seconden voor een vermindering van het actief vermogen met 50% van Pmax	Temps de réponse échelon	Pour la production d'électricité éolienne : ≤ 5 secondes pour une augmentation de puissance active de 20% de Pmax. Une réaction plus lente pour un point opérationnel ≤ 50% Pmax est acceptable tant que c'est au-dessous de 5 secondes ≤ 2 secondes pour une diminution de puissance active de 50 % de Pmax Pour le reste : ≤ 10 secondes pour une augmentation de puissance active de 50% de Pmax ≤ 2 secondes pour une diminution de puissance active de 50 % de Pmax
Regelduur	≤ 30 seconden voor een verhoging van actief vermogen ≤ 20 seconden voor een vermindering van actief vermogen	Temps de réglage	≤ 30 secondes pour une augmentation de puissance active ≤ 20 secondes pour une diminution de puissance active

§ 3. Als uitzondering op artikel 83, § 4, is het niet toegestaan dat een power park module, van het type A, B, C of D zoals bepaald in artikel 35, § 2, zijn actief vermogen vermindert volgens de korte en lange periodes in geval van een frequentiedaling onder 49 Hz.

§ 4. Bij toepassing van de artikelen 21, lid 2 en 22, van de Europese netcode RfG is de beschreven functionaliteit in artikel 21, lid 2, niet vereist op power park modules van het type C en D.

Afdeling 2. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de spanningsstabiliteit en de capaciteit aan reactief vermogen

Art. 93. § 1. Bij toepassing van artikel 21, lid 3, d), van de Europese netcode RfG is een power park module van het type C en D aangesloten op het transmissienet in staat om automatisch bij te dragen in reactief

§ 3. Par exception à l'article 83, § 4, un parc non synchrone de type A, B, C ou D visé à l'article 35, § 2, n'est pas autorisé à réduire sa puissance active selon les périodes court-terme et long-terme en cas de baisse de fréquence en-dessous de 49 Hz.

§ 4. En application des articles 21, paragraphe 2 et 22, du code de réseau européen RfG, la fonctionnalité décrite à l'article 21, paragraphe 2, n'est pas requise pour les parcs non-synchrones de générateurs de types C et D.

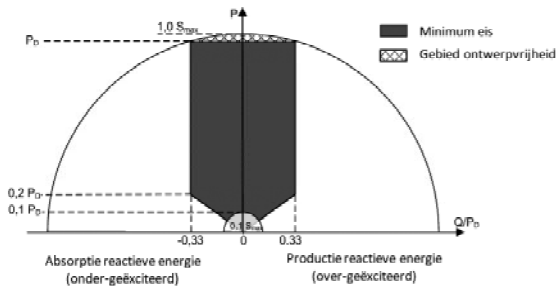
Section 2. — Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension et à la capacité en puissance réactive

Art. 93. § 1^{er}. En application de l'article 21, paragraphe 3, d), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs du type C et D raccordé au réseau de transport est capable de fournir la

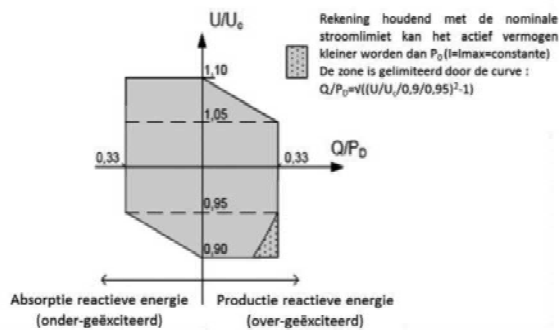
vermogen overeenkomstig de artikelen 62 tot 69, zowel in spanningsregelmodus of reactief vermogen-regelmodus of arbeidsfactor-regelmodus.

Bij toepassing van artikel 21, lid 3, *e*), van de Europese netcode RfG, legt de transmissienetbeheerder in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder, in het relevant juridisch kader de prioriteit vast die moet worden gegeven aan de bijdrage in actief of reactief vermogen, zo nodig in samenwerking met de netbeheerder waarbij deze power park module is aangesloten.

§ 2. Bij toepassing van artikel 20, lid 2, *a*), van de Europese netcode RfG is een power park module van het type B aangesloten op het transmissienet in staat om reactief vermogen te leveren/ te absorberen volgens de volgende diagrammen:



Capaciteitscurve voor PPM type B.



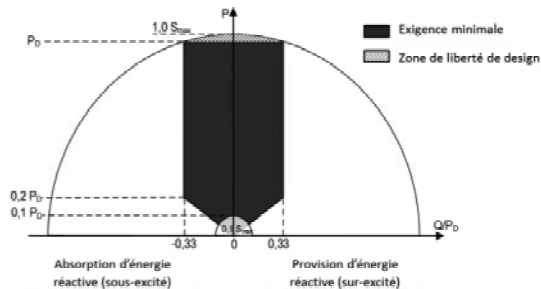
U/UC-Q/P₀-profiel voor PPM van het type B: vereisten met betrekking tot het reactief vermogen voor verschillende spanningsniveaus vanaf 1 pu.

Bij toepassing van artikel 21, lid 3, *a*) tot *c*), van de Europese netcode RfG, is een power park module van het type C of D aangesloten op het transmissienet in staat om reactief vermogen te leveren/op te nemen volgens het onderstaande diagram. Hij voldoet aan de vereisten met betrekking tot de spanningsstabiliteit op het aansluitingspunt volgens het volgende diagram, met inachtneming van de principes bepaald in de artikelen 62 tot 69:

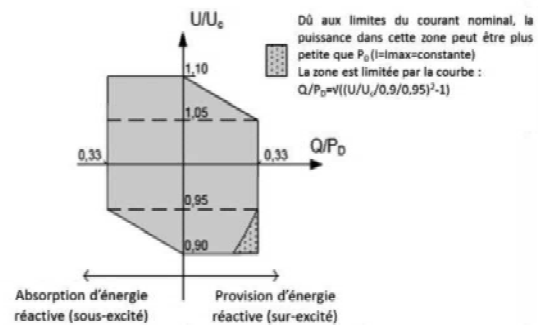
puissance réactive automatiquement conformément aux articles 62 à 69, tant par mode de réglage de la tension, par mode de réglage de la puissance réactive, que par mode de réglage du facteur de puissance.

En application de l'article 21, paragraphe 3, *e*), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe dans le cadre juridique pertinent, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, la priorité à donner à la contribution en puissance active ou réactive, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire de réseau auquel le parc non synchrone de générateur concerné est raccordé.

§ 2. En application de l'article 20, paragraphe 2, *a*), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs de type B raccordé au réseau de transport est capable de fournir/absorber de la puissance réactive selon les diagrammes suivants :

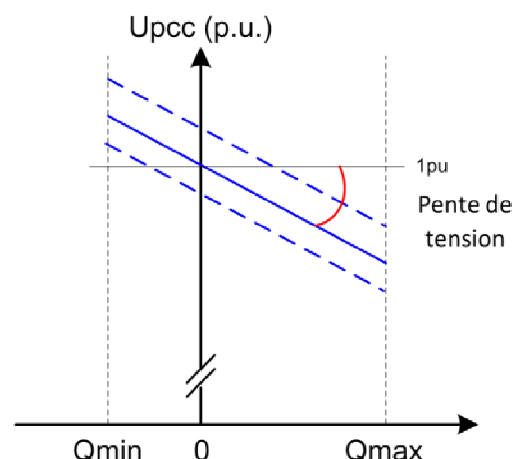
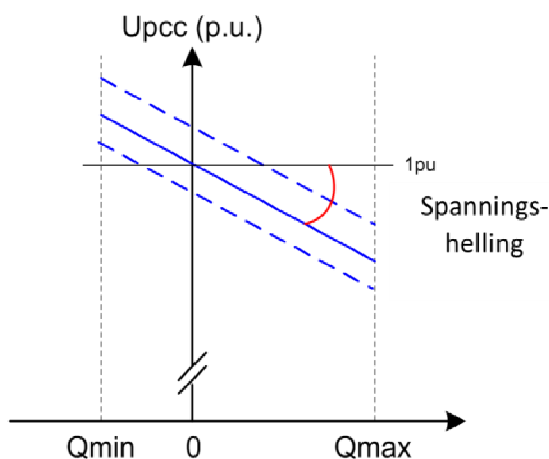


Courbe de capacité pour les PPM de type B.



Profil U/UC-Q/P₀ pour les PPM de type B permettant de visualiser les exigences en puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.

En application de l'article 21, paragraphe 3, *a*) à *c*), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de fournir/absorber de la puissance réactive selon le diagramme suivant. Il satisfait aux exigences relatives à la stabilité en tension au point de raccordement selon le diagramme suivant, dans le respect des principes fixés aux articles 62 à 69 :



Upcc duidt de spanning aan op niveau van het aansluitingspunt.

De proportionele versterkingsfactor wordt in het relevant juridisch kader door de transmissienetbeheerder vastgelegd in afspraak met de eigenaar van de power park module van het type C of D aangesloten op het transmissienet, met toepassing van dit diagram, zodat de relatieve gevoeligheidscoëfficiënt α_{eq} begrepen is tussen achttien en vijftientig, zoals uitgedrukt in de onderstaande formule:

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

waarbij de gebruikte coëfficiënten de betekenis hebben die in artikel 67 werd gegeven.

P_{nom} wordt P_{max} .

De waarden voor α_{eq} kunnen worden getransformeerd en zijn volledig in lijn met de waarden voor de spanningshelling binnen een interval van op zijn minst 2 tot 7%, zoals vermeld in artikel 21, lid 3, d), ii, van de Europese netcode RfG.

De transmissienetbeheerder bepaalt de reactiesnelheid van de power park module van het type C of D aangesloten op het transmissienet met betrekking tot het reactief vermogen van het park, onder zijn maximale vermogen.

Bovendien legt de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader, zo nodig in samenwerking met de relevante netbeheerder, de volgende capaciteiten vast om ten minste al het reactief vermogen op het aansluitingspunt te produceren of op te nemen.

Voor elke waarde van het geproduceerde actieve vermogen tussen P_{min} (0,2 p.u. van P_{max}) en P_{max} , is de power park module van het type C of D aangesloten op het transmissienet minstens in staat elk reactief vermogen op het aansluitingspunt te produceren of op te nemen in een gebied dat begrensd is door de punten Q1, Q2, Q3 en Q4 (zie onderstaande figuur). Dit bereik heeft een verplichte omvang van minimaal 0,6 p.u. van P_{max} , maar kan evolueren in een gebied tussen $[-0,3 \text{ p.u. van } P_{max}, +0,35 \text{ p.u. van } P_{max}]$, met toestemming van de transmissienetbeheerder, afhankelijk van het aansluitingspunt, de grootte en de kenmerken van de power park module van het type C of D aangesloten op het transmissienet.

Upcc indique la tension au niveau du point de raccordement.

Le gain de la boucle de réglage est fixé dans le cadre juridique pertinent par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec le propriétaire du parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport, en application de ce diagramme, de telle sorte que le coefficient de sensibilité relative α_{eq} soit compris entre dix-huit et vingt-cinq, tel qu'exprimé dans la formule ci-dessous :

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

où les coefficients utilisés ont le sens donné à l'article 67.

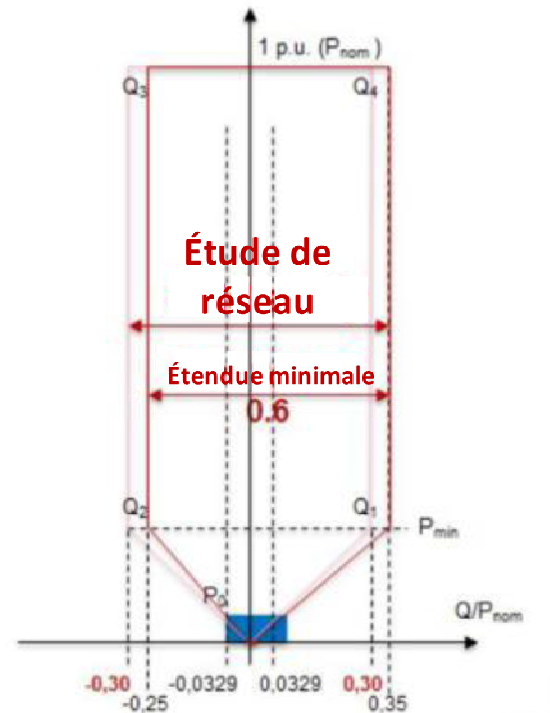
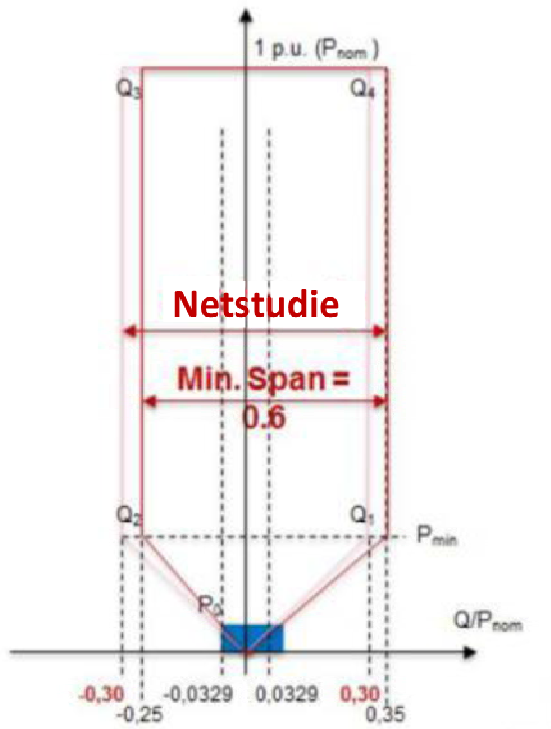
P_{nom} devient P_{max} .

Les valeurs pour α_{eq} peuvent être transformées et sont en ligne avec les valeurs pour la pente de tension, dans un intervalle de et au moins 2 à 7%, tel que précisé dans l'article 21, paragraphe 3, d), ii, du code de réseau européen RfG.

Le gestionnaire du réseau de transport fixe la vitesse de réaction du parc non synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport par rapport à la capacité en puissance réactive du parc, en-dessous de sa capacité maximale.

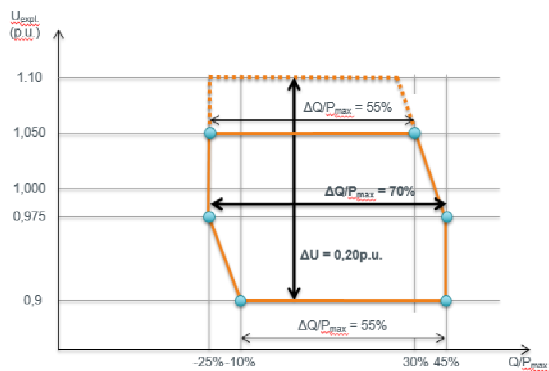
En outre, le gestionnaire du réseau de transport fixe dans le cadre juridique pertinent, le cas échéant en collaboration avec le gestionnaire de réseau compétent, les capacités suivantes de produire ou d'absorber au moins toute puissance réactive au point de raccordement.

Pour chaque valeur de la puissance active produite entre P_{min} (0,2 p.u. de P_{max}) et P_{max} , le parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de produire ou d'absorber au moins toute puissance réactive au point de raccordement dans une surface limitée par les points Q1, Q2, Q3 et Q4 (figure ci-dessous). Cette plage a une étendue obligatoire minimale de 0,6 p.u. de P_{max} , mais peut évoluer dans un espace entre $[-0,3 \text{ p.u. de } P_{max}, +0,35 \text{ p.u. de } P_{max}]$, moyennant accord du gestionnaire du réseau de transport, en fonction du point de raccordement, la taille et les caractéristiques du parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport.



Voor elke spanning op het aansluitingspunt tussen 90% en 110% van de nominale spanning voor de spanningsbereiken onder 300 kV (of 90% en 105% voor een nominale spanning boven 300 kV – zie onderstaande figuur) is de power park module van het type C of D aangesloten op het transmissienet in staat om minstens binnen het hierboven genoemde reactief vermogensbereik (zie onderstaande figuur) bij te dragen aan de spanningsregeling.

Pour chaque tension au point de raccordement entre 90% et 110% de la tension nominale pour les plages de tension en dessous de 300 kV (ou 90% et 105% pour la tension nominale au-dessus de 300 kV – figure ci-dessous), le parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de participer dans le réglage de la tension au moins dans la plage de puissance réactive mentionnée ci-dessus (et reprise dans la figure ci-dessous).

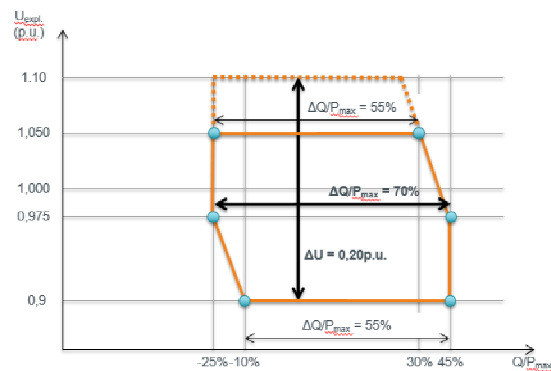


U-Q/ $P_{\max}$ -profiel voor een PPM van type C (stippellijn voor nominale voltages boven 300 kV).

Voor waarden buiten het spanningsbereik van 90% en 110% van U_{nom} voor de spanningsbereiken onder 300 kV (of 90% en 105% voor een nominale spanning boven 300 kV, indien aangesloten op het 380kV-net 1 pu = 400 kV), is de power park module van het type C of D aangesloten op het transmissienet in staat om bij te dragen aan de spanningsregeling tot het maximum van de technische capaciteiten van deze power park module.

Voor elke spanning op het aansluitingspunt tussen 90% en 110% van U_{nom} voor spanningsbereiken onder 300 kV (of 90% en 105% voor nominale spanning boven 300 kV) en voor elke waarde van het geproduceerde actieve vermogen tussen P_0 (gelijk aan 0,0263 p.u. van $P_{\max}$) en $P_{\min}$, wordt het minimumbereik van het werkpunt waarvoor het reactief vermogen wordt geregeld, gedefinieerd door de twee waarden van de vermogensfactor die bestaat uit de punten (Q_1 , $0,2 \cdot P_{\max}$) en (Q_2 , $0,2 \cdot P_{\max}$).

Voor een spanning op het aansluitingspunt tussen 90% en 110% van U_{nom} voor spanningsbereiken onder 300 kV (of 90% en 105% voor spanningsniveaus boven 300 kV) en voor elke waarde van actief vermogen onder P_0 , is het mogelijk dat het reactief vermogen niet



U-Q/ $P_{\max}$ profile for a type C PPM (en pointillé pour les tensions nominales au-dessus de 300 kV).

Pour les valeurs en dehors de la plage de tension de 90% et 110% du U_{nom} pour les plages de tension en dessous de 300 kV (ou 90% et 105% pour la tension nominale au-dessus de 300 kV, si raccordé au réseau 380 kV 1 pu = 400 kV), le parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de participer dans le réglage de la tension au maximum des capacités techniques de ce parc non-synchrone de générateurs.

Pour chaque tension au point de raccordement entre 90% et 110% du U_{nom} pour les plages de tension en dessous de 300 kV (ou 90% et 105% pour la tension nominale au-dessus de 300 kV) et pour chaque valeur de la puissance active produite entre P_0 (égal à 0,0263 p.u. de $P_{\max}$) et $P_{\min}$, la plage minimale du point de fonctionnement pour lequel la puissance réactive sera contrôlée est défini par les deux valeurs du facteur de puissance constitué par les points (Q_1 , $0,2 \cdot P_{\max}$) et (Q_2 , $0,2 \cdot P_{\max}$).

Pour chaque tension, au point de raccordement, entre 90% et 110% du U_{nom} pour les plages de tension en dessous de 300 kV (ou 90% et 105% pour la tension nominale au-dessus de 300 kV) et pour chaque valeur de la puissance active produite en dessous de P_0 la puissance réactive

gecontroleerd wordt, maar moeten de geïnjecteerde of geabsorbeerde waarden beperkt blijven tot het bereik $Q = [-0.0329; +0.0329]$ p.u. van $P_{\max}$.

Indien bepaalde power park modules niet beschikbaar zijn, wegens storing of onderhoud, kan het reactief vermogen aangepast worden op basis van de actueel beschikbare capaciteit P_{av} in plaats van de capaciteit $P_{\max}$ (1 pu zoals de bovenstaande figuur), zoals volgt berekend:

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

Waar:

N het aantal geïnstalleerde eenheden in de power park module is

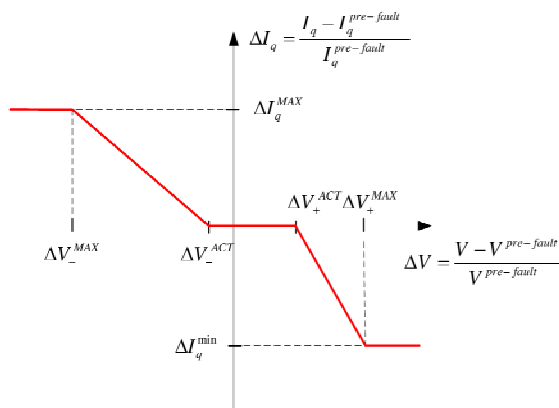
av_i de beschikbaarheidsfactor van de eenheid (0 of 1) is

P_i de productiecapaciteit van eenheid i tijdens de storing of onderhoud is.

In afwijking van het principe bepaald in artikel 37, § 2, wordt deze technisch eis voor een power park module van het type B aangesloten op het transmissienet vastgelegd op de uitgang van de opvoertransformator of op de klemmen van de omvormer.

§ 3. Bij toepassing van artikel 20, lid 2, b) en c), van de Europese netcode RfG is een power park module van het type B, C of D aangesloten op het transmissienet in staat om, in geval van symmetrische en asymmetrische storingen, snel een extra reactieve foutstroom te injecteren op het aansluitingspunt en tot het maximum van zijn capaciteit.

De kenmerken van deze injectie worden weergegeven in het volgende diagram:



Het geheel van parameters van deze capaciteit wordt door de transmissienetbeheerder vastgelegd in het relevant juridisch kader. Deze parameters hebben betrekking op de normale werkingsbreedte, de duur en de dode band van de activering, alsook de termijn voor deze activering.

Bovendien draagt de betreffende power park module bij tot de foutstroom voor een positieve, negatieve of neutrale stroom om de asymmetrische storing met zekerheid te detecteren. De bijdrage tot de kortsluitstroom wordt in het relevant juridisch kader vastgelegd door de transmissienetbeheerder.

§ 4. Elke eigenaar van een power park module van het type B, C of D met een toegangspunt op het transmissienet, met uitzondering van de power park modules binnen een CDS, informeert de transmissienetbeheerder van deze eenheid over de totale capaciteit aan reactief vermogen van deze power park module volgens de modaliteiten vastgesteld in het relevant juridisch kader.

Afdeling 3. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de fault-ride-through-capaciteit

Art. 94. § 1. Overeenkomstig artikelen 14, lid 3 en 20, lid 1, van de Europese netcode RfG is elke power park module bedoeld in artikel 35, § 2, in staat om over zijn volledige werkgebied in synchrone modus met het transmissienet te kunnen werken wanneer de spanning op het aansluitingspunt, uitgedrukt in percentage van nominale spanning op dit punt, tijdens een fault-ride-through, binnen het bereik bepaald door de diagrammen hierna blijft.

peut ne pas être contrôlée, mais les valeurs injectées ou absorbées doivent être limitées à la plage de $Q = [-0.0329; +0.0329]$ p.u. de $P_{\max}$.

En cas de non-disponibilité des parcs non-synchrones de générateurs en raison d'une défaillance ou d'une maintenance, la capacité de puissance réactive peut être revue en fonction de la capacité de production disponible actuelle P_{av} au lieu de capacité $P_{\max}$ (1 pu selon la figure ci-dessus) selon la formule suivante :

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

Où :

N est le nombre d'unités installées dans le parc non-synchrone de générateurs

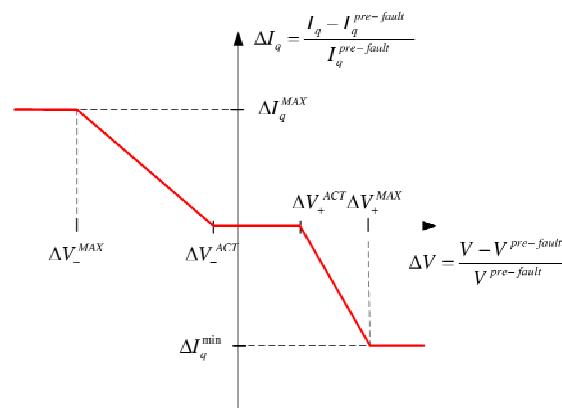
av_i est le facteur de disponibilité d'une unité i (0 ou 1)

P_i est la capacité de production d'une unité pendant la panne ou la maintenance.

Par exception au principe fixé à l'article 37, § 2, cette exigence technique est fixée à la sortie du transformateur élévateur ou du convertisseur pour un parc non-synchrone de générateurs de type B raccordé au réseau de transport.

§ 3. En application de l'article 20, paragraphe 2, b) et c), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs de type B, C ou D raccordé au réseau de transport est capable d'injecter rapidement au point de raccordement et jusqu'au maximum de sa capacité, un courant réactif additionnel de défaut, en cas de défauts symétriques et dissymétriques.

Les caractéristiques de cette injection sont illustrées dans le diagramme suivant :



L'ensemble des paramètres de cette capacité sont fixés par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent. Ces paramètres portent sur la largeur normale opérationnelle, la durée et la bande morte de l'activation, ainsi que le délai pour cette activation.

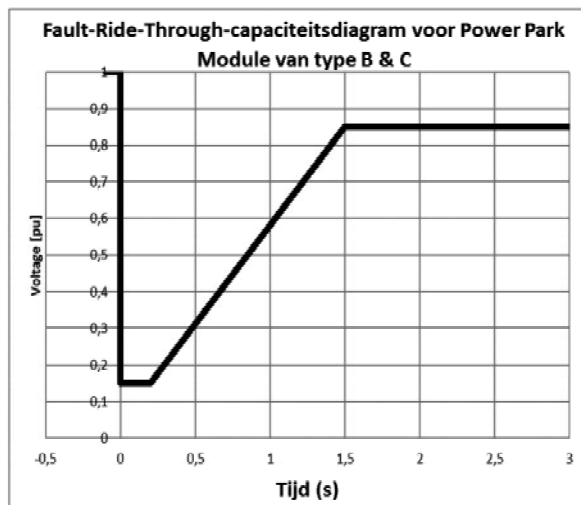
En outre, le parc non-synchrone de générateurs concerné contribue au courant de défaut pour un courant positif, négatif et neutre pour détecter le défaut asymétrique de façon certaine. La contribution au courant de court-circuit est fixée par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

§ 4. Chaque propriétaire de parc non-synchrone de générateurs de type B, C ou D ayant un point d'accès au réseau de transport, à l'exception des parcs non-synchrones de générateurs situés au sein d'un CDS, communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de ce parc selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

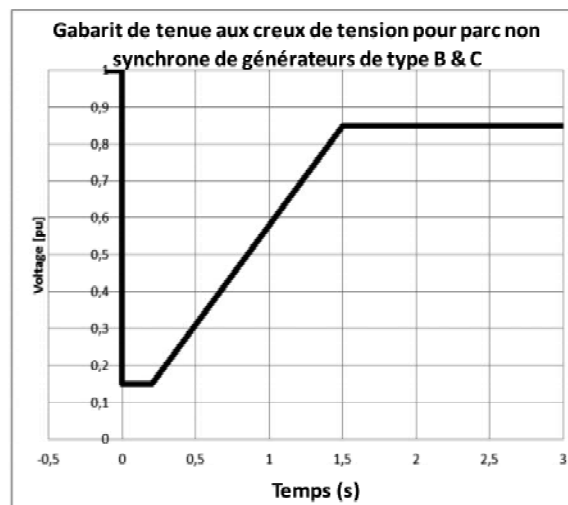
Section 3. — Exigences techniques complémentaires relatives à la tenue aux creux de tension

Art. 94. § 1^{er}. En application des articles 14, paragraphe 3 et 20, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen RfG, tout parc non synchrone de générateurs visé à l'article 35, § 2, est capable de fonctionner dans l'entiereté de son domaine de fonctionnement en mode synchrone avec le réseau de transport, lorsque la tension au point de raccordement, exprimée en pourcentage de la tension nominale en ce point, reste, durant un creux de tension, dans la plage fixée par les diagrammes ci-après.

§ 2. Elke power park module van het type B of C bedoeld in artikel 35, § 2, leeft het volgende fault-ride-through-capaciteit diagram na:



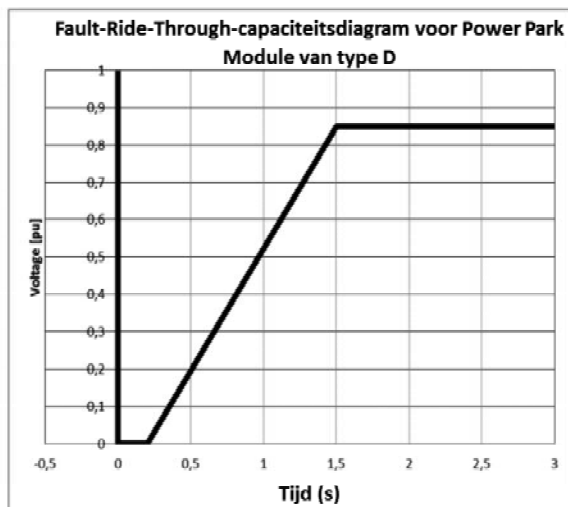
§ 2. Tout parc non synchrone de générateurs de type B ou C visé à l'article 35, § 2, respecte le diagramme relatif à la tenue aux creux de tension suivant :



Parameters spanning [per eenheid (p.u.)]	Duur van parameters (seconden)	Paramètres tension [par unité (pu)]	Durée des paramètres (secondes)
Uret = Uclear = Uret1 = 0,15	Tclear = Trec1 = Trec2 = 0,2	Uret = Uclear = Uret1 = 0.15	Tclear = Trec1 = Trec2 = 0.2
Urec2 = 0,85	Trec3 = 1,5	Urec2 = 0.85	Trec3 = 1.5

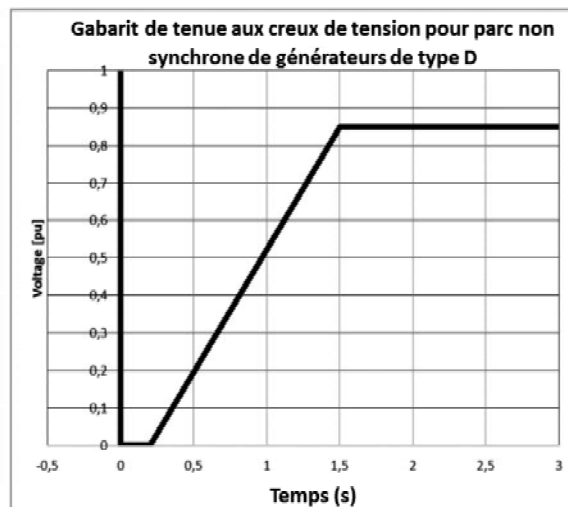
Uret is de symmetrische of asymmetrische restspanning op het aansluitingspunt tijdens een storing; Tclear is het moment waarop de storing is verholpen. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 en Trec3 specificeren bepaalde punten van de ondergrenzen van de terugkeer van spanning na eliminatie van een storing.

§ 3. Elke power park module van het type D bedoeld in artikel 35, § 2, leeft volgend fault-ride-through-capaciteit diagram na:



Uret est la tension symétrique ou asymétrique résiduelle au point de raccordement pendant un défaut ; Tclear est l'instant où le défaut est éliminé. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 et Trec3 spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

§ 3. Tout parc non synchrone de générateurs de type D visé à l'article 35, § 2, respecte le diagramme relatif à la tenue aux creux de tension suivant :



Parameters spanning [per eenheid (p.u.)]	Duur van parameters (seconden)	Paramètres tension [par unité (pu)]	Durée des paramètres (secondes)
Uret = Uclear = Uret1 = 0,0	Tclear = Trec1 = Trec2 = 0,2	Uret = Uclear = Uret1 = 0.0	Tclear = Trec1 = Trec2 = 0.2
Urec2 = 0,85	Trec3 = 1,5	Urec2 = 0.85	Trec3 = 1.5

Uret is de restspanning op het aansluitingspunt tijdens een storing; Tclear is het moment waarop de storing is verholpen. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 en Trec3 specificeren bepaalde punten van de ondergrenzen van de terugkeer van spanning na eliminatie van een storing.

Uret est la tension résiduelle au point de raccordement pendant un défaut ; Tclear est l'instant où le défaut est éliminé. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 et Trec3 spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

Afdeling 4. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot de robuustheid

Art. 95. Overeenkomstig artikel 20, lid 3, van de Europese netcode RfG zijn alle power park modules van het type B tot D aangesloten op het transmissienet in staat om het herstel van het actief vermogen na een storing te verzekeren. De waarde van de amplitude en de hersteltijd van het actief vermogen worden vastgelegd in het relevant juridisch kader.

TITEL 4 — Technische eisen voor nieuwe asynchrone energieopslagfaciliteiten**HOOFDSTUK 1. — Algemene bepalingen**

Art. 96. Deze titel legt het geheel van technische eisen vast die van toepassing zijn op alle nieuwe asynchrone energieopslagfaciliteiten waarvan de drempels zijn vastgelegd in artikel 35, § 4, en waarvan de nieuwe aard is vastgelegd in artikel 71, § 1.

De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG en de aanvullende technische eisen zoals bepaald in de afdelingen 1 en 3, zijn ook van toepassing op de asynchrone energieopslagfaciliteiten, met uitzondering van de specifieke technische eisen die worden bepaald in dit hoofdstuk.

Bij wijze van uitzondering op het eerste lid worden de nieuwe pompcentrales onderworpen aan alle technische eisen opgenomen in hoofdstuk 3, alsook voorzien in artikel 80.

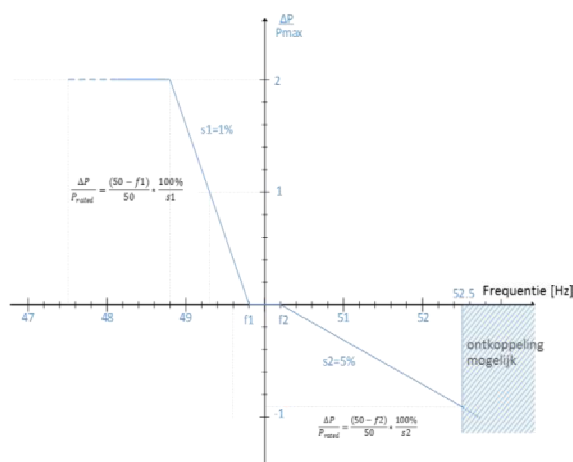
HOOFDSTUK 2. — Technische eisen met betrekking tot de frequentie voor asynchrone energieopslagfaciliteiten

Art. 97. § 1. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de werking met het net in synchrone modus in specifieke frequentiebereiken en tijdsduren, zoals bedoeld in artikel 13, lid 1, van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bepaald in artikel 83, § 2, zijn van toepassing op alle asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type A tot D bedoeld in artikel 35, § 4.

De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot het vermogen om bestand te zijn tegen snelheden van frequentievariatie en om aangesloten te blijven op het net waarop de asynchrone energieopslagfaciliteit is aangesloten, alsook de bijkomende technische eisen bedoeld in artikel 83, § 2, zijn van toepassing op alle asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type A tot D bedoeld in artikel 35, § 4.

§ 2. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de beperkte regelmodus bij overfrequentie (LFSM-O-modus) en onderfrequentie (LFSM-U-modus), zoals bepaald in de artikelen 13, lid 2 en 15, lid 5, van de Europese netcode RfG, zijn van toepassing op alle asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type A tot D bedoeld in artikel 35, § 4.

Bovendien dragen de asynchrone energieopslagfaciliteiten in geval van grote frequentievariëaties bij voorrang bij tot de frequentiestabiliteit door de injectie of absorptie van actief vermogen te verhogen of te verminderen volgens de figuur en parameters hierna:

**Section 4. — Exigences techniques complémentaires relatives à la robustesse**

Art. 95. En application de l'article 20, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, tout parc non synchrone de générateurs de types B à D raccordé au réseau de transport est capable d'assurer le rétablissement de la puissance active après défaut. La valeur de l'amplitude et le délai de rétablissement de la puissance active sont fixés dans le cadre juridique pertinent.

TITRE 4 — Exigences techniques pour de nouvelles installations de stockage d'énergie non-synchrone**CHAPITRE 1^{er}. — Dispositions générales**

Art. 96. Le présent titre fixe l'ensemble des exigences techniques applicables aux nouvelles installations de stockage d'énergie non-synchrone dont les seuils sont fixés à l'article 35, § 4, et dont le caractère nouveau est fixé dans l'article 71, § 1^{er}.

Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG et les exigences techniques complémentaires fixées dans les sections 1^{re} et 3 sont également applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone, sauf lorsque des exigences techniques spécifiques qui sont prévues dans le présent chapitre.

Par exception à l'alinéa 1^{er}, les nouvelles unités de pompage-turbinage sont soumises à l'ensemble des exigences techniques reprises dans le chapitre 3, ainsi que prévu à l'article 80.

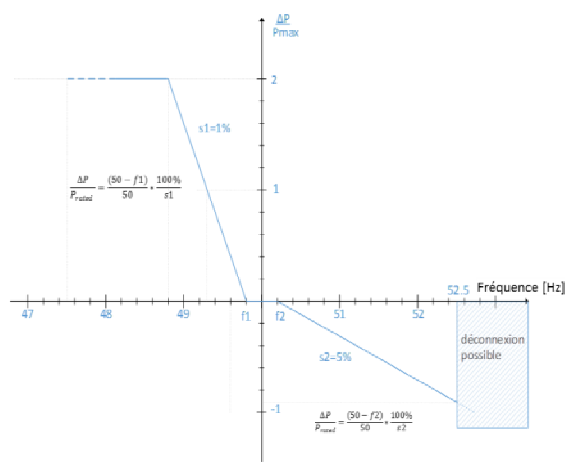
CHAPITRE 2. — Exigences techniques relatives à la fréquence pour les installations de stockage d'énergie non-synchrone

Art. 97. § 1^{er}. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au fonctionnement en mode synchrone avec le réseau dans des plages de fréquence et pendant des durées précises, telles que visées à son article 13, paragraphe 1^{er}, ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 2, sont applicables à toutes les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A à D visées à l'article 35, § 4.

Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence et à rester connecté au réseau auquel l'installation de stockage d'énergie non-synchrone est raccordé, ainsi que les exigences techniques complémentaires visées à l'article 83, § 2, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A à D visés à l'article 35 § 4.

§ 2. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au mode de réglage restreint à la surfréquence (mode LFSM-O) et à la sous-fréquence (mode LFSM-U), telles que fixées à ses articles 13, paragraphe 2 et 15, paragraphe 2, sont applicables à toutes les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A à D visées à l'article 35, § 4.

En outre, en cas de larges variations de fréquence, les installations de stockage d'énergie non-synchrone contribuent en priorité à la stabilité de la fréquence en augmentant ou réduisant l'injection ou l'absorption de la puissance active, selon la figure et les paramètres ci-après :



Parameters	Standaardwaarden	Para-mètres	Valeurs par défaut
f1	49.8 Hz	f1	49.8 Hz

f2	50.2 Hz	f2	50.2 Hz
s1	1% te selecteren binnen een bereik van 1% en 12%	s1	1% sélectionnable dans une plage entre 1% and 12%
s2	5% te selecteren binnen een bereik van 1% en 12%	s2	5% sélectionnable dans une plage entre 1 % et 12%
Regelduur	Zo snel mogelijk en niet langer dan 15 seconden	Temps de réglage	Aussi rapidement que possible et pas plus que 15 secondes
Reactietijd	Als standaard zo snel als technisch (zonder opzettelijke vertraging), specifieke bepalingen kunnen van toepassing zijn in overleg met de transmissienetbeheerder	Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport

Overeenkomstig artikel 15, lid 3, b), van de Europese netcode E&R, ontkoppelen de asynchrone energieopslagfaciliteiten zich automatisch van het transmissienet wanneer ze niet kunnen overschakelen naar de ontladingsmodus vóór de activering van het automatisch schema van ontkoppeling van belasting in geval van lage frequentie. De ontkoppeling kan alleen systematisch worden opgelegd en wordt aanvaard in het geval dat de ontladingsmodus niet kan worden bereikt vóór de frequentiedrempel van 49 Hz.

In dit verband kunnen de eigenaars van asynchrone energieopslagfaciliteiten in afspraak met de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader minimale en/of maximale limieten vastleggen van hun belastingstoestand wanneer gerechtvaardigde redenen van veiligheid of technische noodzaak dit vereisen.

§ 3. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de toelaatbare vermindering van actief vermogen bij een frequentieval, zoals bepaald in artikel 13, lid 4, van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bepaald in artikel 83, § 4, zijn op geen enkele asynchrone energieopslagfaciliteit bedoeld in artikel 35, § 4, van toepassing.

§ 4. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de interface voor het stoppen van de injectie van actief vermogen, zoals bepaald in artikel 13, lid 6, van de Europese netcode RfG, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type A aangesloten op het transmissienet. Bovendien, is ieder asynchrone energieopslagfaciliteit van type A aangesloten op het transmissienet in staat om zijn productie of opname van actief vermogen tot nul te herleiden na een instructie door een logische interface binnen een tijdspanne van 5 seconden.

De transmissienetbeheerder kan in het relevant juridisch kader de kenmerken opleggen van de uitrusting waarmee de stilstand van de productie of absorptie op afstand kan worden geregeld op basis van de volgende signalen die worden verstuurd door de transmissienetbeheerder:

Signal#	Verzoek tot stoppen absorptie of injectie van actief vermogen	Binair 1: Verzoek actief 0: Einde van verzoek
---------	---	---

§ 5. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de automatische koppeling, zoals bepaald in artikel 13, lid 7, van de Europese netcode RfG, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type A, B en C.

De automatische koppeling van elk asynchrone energieopslagfaciliteit van het type A tot C bedoeld in artikel 35, § 4, voldoet aan de volgende voorwaarden:

- 1° de frequentie ligt tussen 49,9 en 50,1 Hz; en
- 2° het spanningsniveau ligt tussen 0,85 p.u en 1,1 p.u van de nominale spanning; en
- 3° de minimale vertraging vóór herinschakeling bedraagt zestig seconden.

Na de netkoppeling is de asynchrone energieopslagfaciliteit in staat zijn om de maximaal toelaatbare snelheid van stijging van het actief vermogen productie tot 20% van $P_{\max}$ per minuut te beperken en dit zowel in de modus van belasting als van ontlading. Ingeval van een netkoppeling na een storing op het transmissienet kan de maximale toelaatbare snelheid voor een stijging van het actief vermogen beperkt worden tot 10% van de $P_{\max}$ per minuut en dit zowel in de modus van belasting als van ontlading.

En application de l'article 15, paragraphe 3, b), du code de réseau européen E&R, les installations de stockage d'énergie non-synchrone se déconnectent automatiquement du réseau de transport lorsqu'ils ne peuvent pas basculer en mode de décharge en suivant le fonctionnement du mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U), avant l'activation du schéma automatique de délestage de la consommation en cas de fréquence basse. Le découplage peut seulement être imposé de manière systématique et est accepté dans le cas où le mode de décharge ne peut pas être atteint avant de seuil de fréquence de 49 Hz.

Dans ce contexte, les propriétaires des installations de stockage d'énergie non-synchrone peuvent fixer en accord avec le gestionnaire du réseau de transport des limites minimales et/ou maximales de leur état de chargement dans le cadre juridique pertinent, lorsque des raisons justifiées de sécurité ou de besoins techniques le requièrent.

§ 3. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la réduction de puissance maximale admissible en cas de chute de fréquence, telles que fixées à son article 13, paragraphe 4, ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 4, ne sont applicables à aucune installation de stockage d'énergie non-synchrone visé à l'article 35, § 4.

§ 4. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à l'interface pour l'arrêt de l'injection de puissance active, telles que fixées à son article 13, paragraphe 6, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de type A raccordées au réseau de transport. En outre, tout installation de stockage d'énergie non-synchrone de type A raccordé au réseau de transport est capable de réduire la production ou l'absorption de puissance active à zéro après une instruction via une interface logique dans un délai de 5 secondes.

Le gestionnaire du réseau de transport peut imposer dans le cadre juridique pertinent, les caractéristiques des équipements permettant de commander à distance cet arrêt de production ou d'absorption sur base des signaux suivants envoyés par le gestionnaire du réseau de transport :

Signal#	Demande de cesser l'absorption ou l'injection de puissance active	Binaire 1 : Demande active 0 : Fin de la demande
---------	---	--

§ 5. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la connexion automatique, telles que fixées à son article 13, paragraphe 7, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A, B et C.

La connexion automatique de tout installation de stockage d'énergie non-synchrone de types A à C visé à l'article 35, § 4, répond aux conditions suivantes :

- 1° la fréquence se situe entre 49.9 et 50.1 Hz ; et
- 2° le niveau de tension se situe entre 0.85 p.u et 1,1 p.u de la tension nominale ; et
- 3° la temporisation minimale avant reconnexion est d'une durée de soixante secondes.

Suite à la connexion, l'installation de stockage d'énergie non-synchrone est capable de limiter la vitesse maximale admissible d'augmentation de la puissance active à 20 % du $P_{\max}$ par minute tant en mode de charge que de décharge. En cas de connexion suite à une perturbation sur le réseau de transport, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active est limitable à 10 % du $P_{\max}$ par minute tant en mode de charge que de décharge.

Elke asynchrone energieopslagfaciliteit van het type B of C of D die is aangesloten op het transmissienet is onderworpen aan de voorafgaande toestemming van de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader om zich automatisch te koppelen aan het transmissienet.

Bovendien zijn de algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de herinschakeling op het net na een onverwachte ontkoppeling, zoals bepaald in artikel 14, lid 4, van de Europese netcode RfG, van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B, C en D bedoeld in artikel 35, § 4.

In dit opzicht voldoet de automatische herinschakeling van alle asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B, C en D bedoeld in artikel 35, § 4, aan de volgende voorwaarden:

- 1° de frequentie ligt tussen 49,9 en 50,1 Hz; en
- 2° het spanningsniveau ligt tussen 0,9 p.u en 1,1 p.u van de nominale spanning; en
- 3° de minimale vertraging vóór herinschakeling bedraagt zestig seconden.

Na de heraansluiting beperkt de asynchrone energieopslagfaciliteit de maximaal toelaatbare snelheid van verhoging van het actief vermogen productie tot 10% van $P_{\max}$ per minuut en dit zowel in de modus van belasting als van ontlading.

De automatische herinschakeling na een onverwachte ontkoppeling is verboden voor alle asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B, C of D aangesloten op het transmissienet, tenzij met voorafgaande toestemming van de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader om zich automatisch te koppelen aan het transmissienet.

§ 6. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot het variatiepercentage van actief vermogen, zoals bepaald in artikel 15, lid 6, e), van de Europese netcode RfG zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type A, B, C en D aangesloten op het transmissienet. De transmissienetbeheerder kan, voor deze asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type A, B, C en D aangesloten op het transmissienet, de maximale limieten van variatiepercentage van het actief vermogen in het relevant juridisch kader specificeren, zowel in de modus van belasting als van ontlading, uitgedrukt in punten van percentage van $P_{\max}$ per seconde.

§ 7. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de bediening op afstand van de vermindering van actief vermogen, zoals bepaald in artikel 14, lid 2, van de Europese netcode RfG, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B aangesloten op het transmissienet.

Elk asynchrone energieopslagfaciliteit van het type B aangesloten op het transmissienet is in staat om de instructie van injectie of absorptie van het actief vermogen in een maximale tijd van 1 minuut en met een nauwkeurigheid van 5% van de instructie van het actief vermogen te bereiken na ontvangst van het externe signaal dat deze instructie meedeelt aan de asynchrone energieopslagfaciliteit.

De transmissienetbeheerder kan in het relevant juridisch kader de kenmerken vastleggen van de uitrusting waarmee de vermindering van injectie of absorptie van het actief vermogen op afstand kan worden geregeld op basis van de volgende signalen die worden verstuurd door de transmissienetbeheerder:

Signaal#	Toestemming voor herinschakeling	Binary 0: Geen herinschakeling 1: Toestem-ming	Signal#	Autorisation de recon-nexion	Binaire 0: Pas de recon-nexion 1: autorisation de reconnexion
Signaal#	Verzoek tot reductie van absorptie of injectie van actief vermogen	Binaire 1: Verzoek actief 0: Einde van verzoek	Signal#	Demande de réduire l'absorption ou l'injection de puissance active	Binaire 1: Demande Active 0: Fin de Demande
Signaal#	Instelpunt voor actief vermogen in MW	Waarde Opladen / ontladen	Signal#	Point de consigne de puissance active exprimé en MW	Valeur Absorption / Injection

§ 8. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de automatische aansluiting, zoals bedoeld in artikel 14, lid 5, van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bepaald in artikel 83 en met betrekking tot de automatische aansluiting, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B, C en D aangesloten op het transmissienet.

Toute installation de stockage d'énergie non-synchrone de type B ou C raccordé au réseau de transport, est soumis à l'autorisation préalable du gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent pour pouvoir se connecter automatiquement au réseau de transport.

Par ailleurs, les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la reconnexion au réseau après une déconnexion fortuite, telles que fixées à son article 14, paragraphe 4, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D visés à l'article 35, § 4.

A cet égard, la reconnexion automatique après une déconnexion fortuite de tout installation de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D visé à l'article 35, § 4, répond aux conditions suivantes :

- 1° la fréquence se situe entre 49.9 et 50.1 Hz ; et
- 2° le niveau de tension se situe entre 0.9 p.u et 1,1 p.u de la tension nominale ; et
- 3° la temporisation minimale avant reconnexion est d'une durée de soixante secondes.

Suite à la reconnexion, l'installation de stockage d'énergie non-synchrone limite la vitesse maximale admissible d'augmentation de la production de puissance active à 10% du $P_{\max}$ par minute, tant en mode de charge que de décharge.

La reconnexion automatique après une déconnexion fortuite est interdite pour toutes les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordés au réseau de transport, sauf autorisation préalable du gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent pour pouvoir se connecter automatiquement au réseau de transport.

§ 6. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au taux de variation de la production de puissance active, telles que fixées à son article 15, paragraphe 6, e), sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A, B, C et D raccordés au réseau de transport. Le gestionnaire du réseau de transport peut spécifier le cadre juridique pertinent, pour les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A, B, C et D raccordées au réseau de transport, des limites maximales de taux de variation de la puissance active, tant en mode de charge que de décharge, exprimées en points de pourcentage du $P_{\max}$ par seconde.

§ 7. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la commande à distance de la réduction de la production de puissance active, telles que fixées à son article 14, paragraphe 2, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de type B raccordées au réseau de transport.

Tout installation de stockage d'énergie non-synchrone de type B raccordé au réseau de transport est capable d'atteindre la consigne de l'injection ou de l'absorption de la puissance active dans un délai maximum de 1 minute et avec une précision de 5% de la consigne de puissance active, après réception du signal externe communiquant cette instruction à l'installation de stockage d'énergie non-synchrone.

Le gestionnaire du réseau de transport peut imposer dans le cadre juridique pertinent les caractéristiques des équipements permettant de commander à distance la réduction de l'injection ou de l'absorption de la puissance active sur base de signaux suivants envoyés par le gestionnaire du réseau de transport :

§ 8. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives aux échanges de données, telles que visées à son article 14, paragraphe 5, ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordées au réseau de transport.

Bovendien delen de asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B, C en D aangesloten op het transmissienet de volgende gegevens mee aan de transmissienetbeheerder:

1° de structurele gegevens vermeld in de onderstaande tabel:

EG	Bruto Energie Capaciteit	[MWh]	EG	Capacité Énergie Brute	[MWh]
Enet	Netto Energie Capaciteit	[MWh]	Enet	Capacité Énergie Nette	[MWh]
$P_{\max}$	Maximaal actief vermogen	[MW]	$P_{\max}$	Puissance maximale	[MW]
SOCmin	Minimum ladingsniveau	[%]	SOCmin	Etat de charge minimum	[%]
SOCmax	Maximum ladingsniveau	[%]	SOCmax	Etat de charge maximum	[%]
Rch	Maximale opladings-snelheid	[MW/min]	Rch	Taux de charge maximum	[MW/min]
Rdis	Maximale ontladings-snelheid	[MW/min]	Rdis	Taux de décharge maximum	[MW/min]

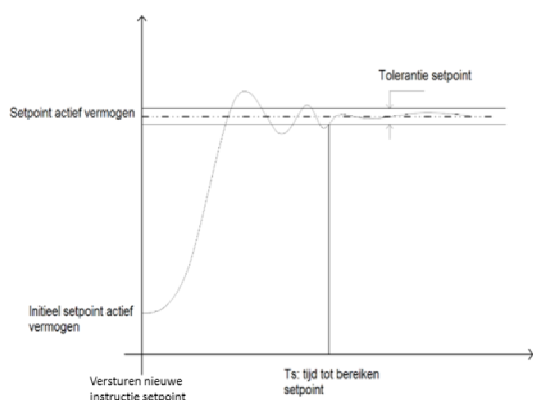
2° de gegevens in realtime, als technisch beschikbaar, vermeld in de onderstaande tabel:

SOC	ladingsniveau	[%]	SOC	Etat de charge	[%]
-----	---------------	-----	-----	----------------	-----

§ 9. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de capaciteit van regeling en het regelbereik van het actief vermogen, zoals bepaald in artikel 15, lid 2, *a*), van de Europese netcode RfG, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet.

De asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet zijn in staat hun actief vermogen productie in de modus van belasting en ontlading te bereiken overeenkomstig de instructie van de transmissienetbeheerder binnen een maximale tijd van 1 minuut (T_s) en met een nauwkeurigheid van 5% in vergelijking met de tolerantiemarge ten opzichte van de instructie.

De tolerantiemarge wordt bepaald volgens het onderstaande diagram:



§ 10. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de modus van frequentiegevoeligheid (FSM-modus), zoals bepaald in artikel 15, lid 2, *d*), van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bepaald in artikel 83, § 9, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet, rekening houdend met de eventuele specifieke kenmerken van de reservoirs met beperkte energie gedefinieerd in de Europese richtsnoeren SOGL en, in voorkomend geval, in het relevant juridisch kader.

§ 11. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot het herstel van de frequentie, zoals bedoeld in artikel 15, lid 2, *e*), van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische

En outre, les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordées au réseau de transport communiquent au gestionnaire du réseau de transport les données suivantes :

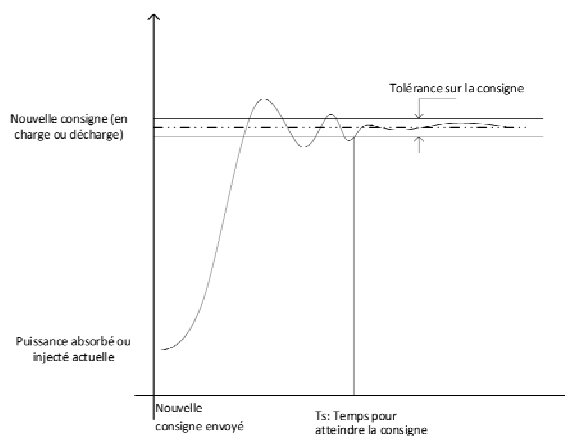
1° les données structurelles reprises dans le tableau ci-dessous :

2° les données en temps réel, si techniquement disponibles, reprises dans le tableau ci-dessous :

§ 9. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la capacité de réglage et à la plage de réglage de la puissance active, telles que fixées à son article 15, paragraphe 2, *a*), du code de réseau européen RfG, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport.

Les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport sont capable d'atteindre leur production de puissance active, en mode de charge et de décharge, en application de la consigne du gestionnaire du réseau de transport dans un délai maximum de 1 minute (T_s) et avec une précision de 5% par rapport à la marge de tolérance envers la consigne.

La marge de tolérance est fixée selon le diagramme ci-dessous :



§ 10. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM), telles que fixées à son article 15, paragraphe 2, *d*), ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 9, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport, en tenant compte des éventuelles spécificités des réservoirs à énergie limitée définies dans les lignes directrices européennes SOGL et, le cas échéant, dans le cadre juridique pertinent.

§ 11. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la restauration de la fréquence, telles que visées à son article 15, paragraphe 2, *e*), ainsi que les exigences techniques

eisen bepaald in artikel 83, § 10, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet, rekening houdend met de elementen bepaald in het relevant juridisch kader.

§ 12. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de opvolging in realtime van de FSM-modus, zoals bepaald in artikel 15, lid 2, g), van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bepaald in artikel 83, § 10, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet, rekening houdend met de elementen bepaald in het relevant juridisch kader.

HOOFDSTUK 3. — Technische eisen met betrekking tot de robuustheid en de fault-ride-through-capaciteit voor de asynchrone energieopslagfaciliteiten

Art. 98. De transmissienetbeheerder legt in het relevant juridisch kader de asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B en C aangesloten op het transmissienet de technische eisen op met betrekking tot de robuustheid, in het bijzonder voor de fault-ride-through-capaciteit, in de modus van belasting en van ontlasting, zoals deze bedoeld in artikel 20, lid 3, van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bepaald in artikel 95.

De asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type D aangesloten op het transmissienet leven bovendien de algemene technische eisen na van de Europese netcode RfG met betrekking tot de fault-ride-through-capaciteit in geval van symmetrische of asymmetrische storingen naleven, zoals bedoeld in artikel 22 van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bedoeld in artikel 94, in de modus van belasting en van ontlasting.

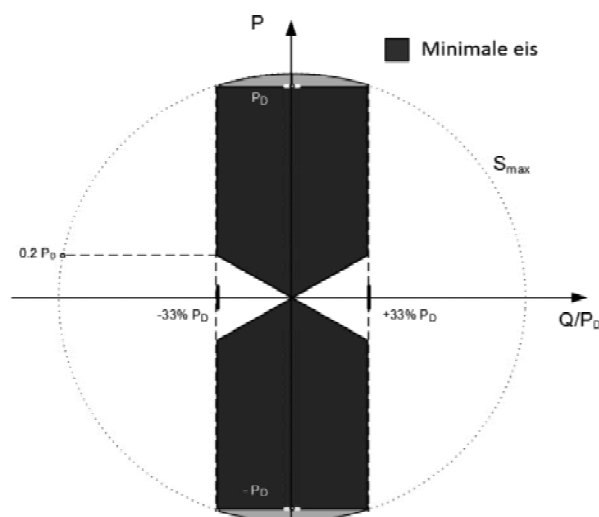
Indien deze faciliteit beschikt over fault-ride-through-capaciteiten, deelt de eigenaar van de faciliteit de regelingen van de beveiligingen van zijn faciliteit mee aan de transmissienetbeheerder om ze door die laatste te laten valideren.

HOOFDSTUK 4. — Technische eisen met betrekking tot de spanningsstabiliteit en de capaciteit aan reactief vermogen van asynchrone energieopslagfaciliteiten

Art. 99. § 1. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de spanningsstabiliteit en de capaciteit aan reactief vermogen, zoals bepaald in de artikelen 20, lid 2, a) en 21, lid 3, a) tot c), van de Europese netcode RfG, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten respectievelijk voor type B en voor types C en D aangesloten op het transmissienet, in de modus van belasting en van ontlasting.

In afwijking van artikel 37, § 2, worden de vereisten met betrekking tot het leverings- en/of absorptievermogen van het reactief vermogen en van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B aangesloten op het transmissienet, overeenkomstig artikel 20, lid 2, a), van de Europese netcode RfG, beoordeeld vanaf de secundaire zijde van de transformator van het asynchrone energieopslagfaciliteit of aan de terminal van hun convertor bij afwezigheid van een opvoertransformator.

De capaciteiten aan reactief vermogen bepaald door het profiel Q-P worden weergegeven door de volgende diagrammen voor de modus van belasting en van ontlasting:



complémentaires fixées à l'article 83, § 10, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport, en tenant compte des éléments fixés dans le cadre juridique pertinent.

§ 12. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au suivi en temps réel du mode FSM, telles que fixées à son article 15, paragraphe 2, g), ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 10, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport, en tenant compte des éléments fixés dans le cadre juridique pertinent.

CHAPITRE 3. — Exigences techniques relatives à la robustesse et la tenue aux creux de tension pour l'installations de stockage d'énergie non-synchrone

Art. 98. Le gestionnaire du réseau de transport impose dans le cadre juridique pertinent aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B et C raccordées au réseau de transport, des exigences techniques relatives à la robustesse, en particulier à la tenue aux creux de tension, en mode de charge et de décharge, telles que celles visées à l'article 20, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 95.

Les installations de stockage d'énergie non-synchrone de type D raccordées au réseau de transport respectent en outre les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et asymétriques, telles que visées à son article 22, ainsi que les exigences techniques complémentaires visées à l'article 94, en mode de charge et de décharge.

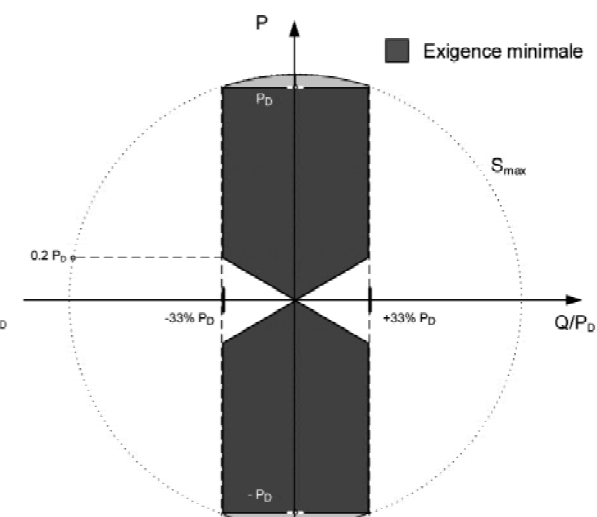
Dans le cas où ce parc dispose des capacités de tenue aux creux de tension, le propriétaire du parc communique les réglages des protections de son parc au gestionnaire du réseau de transport pour que ce dernier les valide.

CHAPITRE 4. — Exigences techniques relatives à la stabilité en tension et à la capacité en puissance réactive des installations de stockage d'énergie non-synchrone

Art. 99. § 1^{er}. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la stabilité en tension et à la capacité en puissance réactive, telles que fixées à ses articles 20, paragraphe 2, a) et 21, paragraphe 3, a) à c), sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone respectivement pour le type B et pour les types C et D raccordées au réseau de transport, en mode de charge et de décharge.

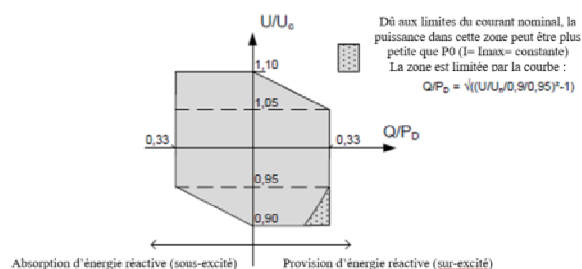
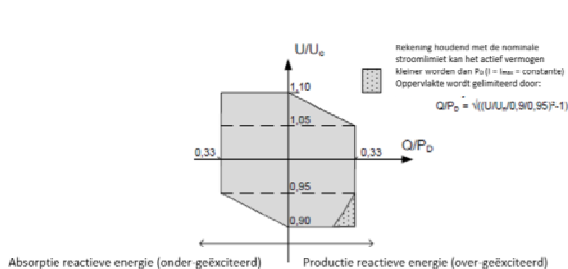
Par exception à l'article 37, § 2, les exigences relatives à la capacité à fournir et/ou absorber de la puissance réactive et applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de type B raccordées au réseau de transport, en application de l'article 20, paragraphe 2, a), du code de réseau européen RfG, sont évaluées du côté secondaire du transformateur de l'installation de stockage d'énergie non-synchrone ou au terminal de leur convertisseur en absence de transformateur élévateur.

Les capacités de puissance réactive déterminées par le profil Q-P sont représentées par les diagrammes suivants pour le mode de charge et de décharge:



Reactieve capaciteit voor asynchrone energieopslagfaciliteit type B.

Capacité réactive pour installation de stockage d'énergie non-synchrone Type B.

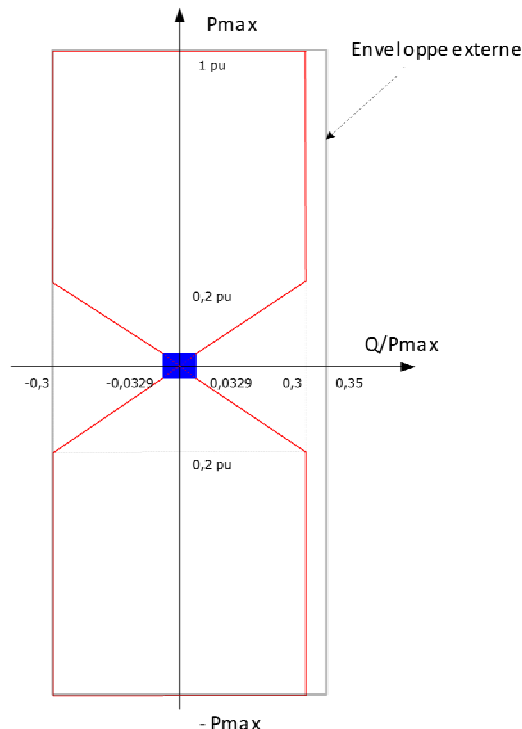
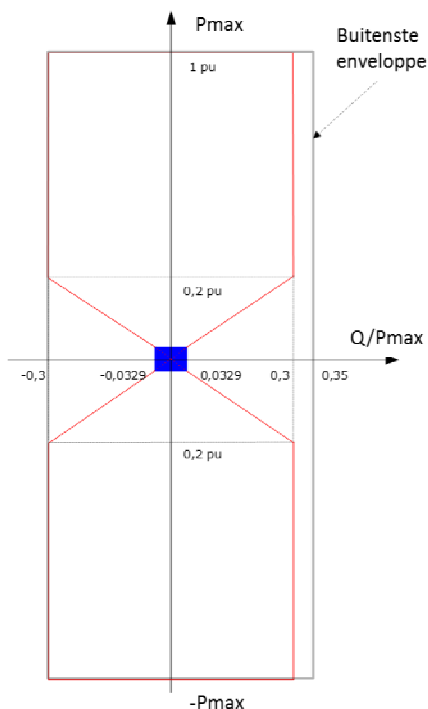


U-Q/P_D-profiel voor SPM van het type B: vereisten met betrekking tot het reactief vermogen voor verschillende spanningsniveaus.

De vereisten met betrekking tot de capaciteit aan reactief vermogen, bepaald in artikel 21, lid 3, a) tot c), van de Europese netcode RfG, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet. Ze worden voor de modus van belasting en van ontlading weergegeven door het volgende diagram:

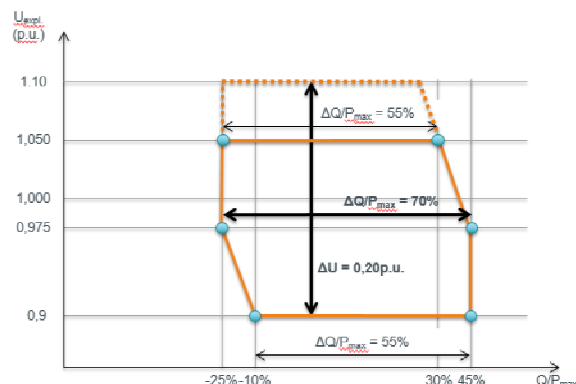
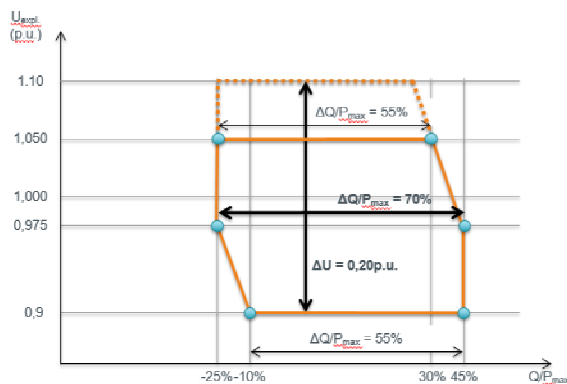
Profil U-Q/P_D pour SPM types B : exigences relatives à la puissance réactive pour différents niveaux de tension ;

Les exigences relatives à la capacité en puissance réactive fixées à l'article 21, paragraphe 3, a) à c), du code de réseau européen RfG, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport. Elles sont représentées par le diagramme suivant pour le mode de charge et de décharge :



Reactieve capaciteit voor asynchrone energieopslagfaciliteit type C en D.

Capacité réactive pour installation de stockage d'énergie non-synchrone type C et D.



U-Q/P_D-profiel voor SPM van het type C en D: vereisten met betrekking tot het reactief vermogen voor verschillende spanningsniveaus (gestippeld voor nominale spanningen boven 300 kV).

De vereisten met betrekking tot de capaciteit aan reactief vermogen, bepaald in artikel 21, lid 3, d) tot e), van de Europese netcode RfG, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet.

Bij toepassing van artikel 21, lid 3, d), van de Europese netcode RfG, zijn asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet in staat om automatisch reactief vermogen te leveren overeenkomstig de artikelen 62 tot 69, zowel in spanningsregelmodus of reactief vermogen-regelmodus of arbeidsfactor-regelmodus, en dit zowel in de modus van belasting en van ontlading.

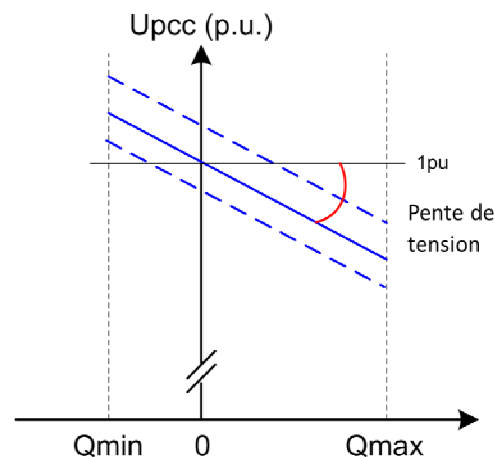
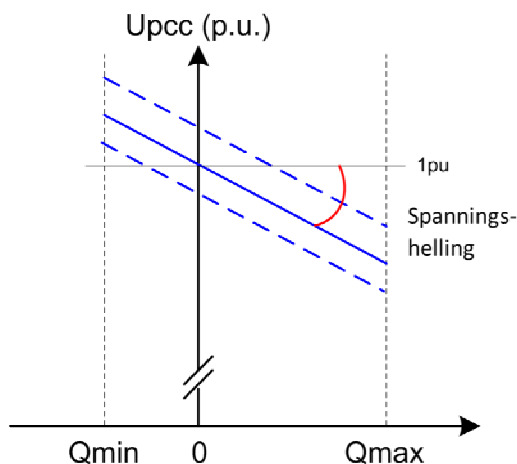
Bij toepassing van artikel 21, lid 3, a) tot c), van de Europese netcode RfG, is een asynchrone energieopslagfaciliteit van het type C of D aangesloten op het transmissienet in staat om reactief vermogen te leveren/op te nemen volgens het onderstaande diagram. Hij voldoet aan de vereisten met betrekking tot de spanningsstabiliteit op het aansluitingspunt volgens het volgende diagram, met inachtneming van de principes bedoeld in de artikelen 62 tot 69:

Profil U-Q/P_D pour SPM types C et D : exigences relatives à la puissance réactive pour les niveaux de tension (pointillé pour les tensions nominales au-dessus de 300 kV).

Les exigences relatives à la capacité en puissance réactive fixées à l'article 21, paragraphe 3, d) à e), du code de réseau européen RfG, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport.

En application de l'article 21, paragraphe 3, d), du code de réseau européen RfG, toute installation de stockage d'énergie non-synchrone de type C et D raccordé au réseau de transport est capable de fournir la puissance réactive automatiquement conformément aux articles 62 à 69, tant par mode de réglage de la tension, par mode de réglage de la puissance réactive, que par mode de réglage du facteur de puissance, et ce tant en mode de charge que de décharge.

En application de l'article 21, paragraphe 3, a) à c), du code de réseau européen RfG, une installation de stockage d'énergie non-synchrone de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de fournir/absorber de la puissance réactive selon le diagramme suivant. Il satisfait aux exigences relatives à la stabilité en tension au point de raccordement selon le diagramme suivant, dans le respect des principes visés aux articles 62 à 69 :



Upcc duidt de spanning aan op niveau van het aansluitingspunt.

Upcc indique la tension au niveau du point de raccordement.

De proportionele versterkingsfactor wordt door de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader in afspraak met de eigenaar van de asynchrone energieopslagfaciliteit van het type C of D aangesloten op het transmissienet, met toepassing van dit diagram, zodat de relatieve gevoeligheidscoëfficiënt α_{eq} begrepen is tussen 18 en 25, zoals uitgedrukt in de onderstaande formule:

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

waarbij de gebruikte coëfficiënten de betekenis hebben die in artikel 67 werd gegeven.

P_{nom} wordt P_{max} .

De waarden voor α_{eq} kunnen worden getransformeerd en zijn volledig in lijn met de waarden voor de spanningshelling binnen een interval van op zijn minst 2 tot 7%, zoals vermeld in artikel 21, lid 3, d), ii, van de Europese netcode RfG.

Bij toepassing van artikel 21, lid 3, e), van de Europese netcode RfG, bepaalt de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader, de prioriteit die moet worden gegeven aan de bijdrage in actief of reactief vermogen, zo nodig in samenwerking met de netbeheerder waarbij deze faciliteit is aangesloten, en dit zowel in de modus van belasting en van ontlading.

§ 2. De transmissienetbeheerder kan naargelang de technische mogelijkheden van de asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B, C en D aangesloten op het transmissienet, in het relevant juridisch kader technische eisen opleggen met betrekking tot de activering van injectie of snelle absorptie van foutstroom in de modus van belasting en van ontlading, zoals deze bepaald in artikel 20, lid 2, b) en c), van de Europese netcode RfG, alsook de aanvullende technische eisen vastgelegd in artikel 93, § 3, en dit zowel in de modus van belasting en van ontlading.

De transmissienetbeheerder kan, in functie van de technische capaciteiten van de asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type B, C en D aangesloten op het transmissienet algemene technische eisen opleggen om het herstel van het actief vermogen na een storing zoals bedoeld in artikel 20, lid 3, a) en b), van de Europese netcode RfG te verzekeren. De waarde van de amplitude en de hersteltijd van het actief vermogen worden in het relevant juridisch kader bepaald.

§ 3. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot de spanningsstabiliteit en in het bijzonder het vermogen om automatisch te ontkoppelen wanneer de spanning specifieke drempels bereikt, zoals bedoeld in artikel 15, lid 3 en 16, lid 2, c), van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bepaald in artikel 85, §§ 1 en 2, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D aangesloten op het transmissienet.

§ 4. Elk asynchrone energieopslagfaciliteit van het type A, B, C aangesloten op het transmissienet of op de lokale transmissienetten blijft binnen de volgende spanningsbereiken aangesloten op het transmissienet en op de lokale transmissienetten:

	Spanningsbe-reiken	Werkingsduur		Plages de tension	Durée de fonctionnement
Spanningsniveaus lager dan 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten	Niveaux de tension inférieur à 300 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Onbegrensd		0.90 pu – 1.118 pu	Illimité
	1,118 pu – 1,15 pu	Te bepalen tussen de relevante netbeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid, in het relevant juridisch kader		1.118 pu – 1.15 pu	A convenir entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production d'électricité, dans le cadre juridique pertinent

Le gain de la boucle de réglage est fixé dans le cadre juridique pertinent par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec le propriétaire de l'installation de stockage d'énergie non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport, en application de ce diagramme, de telle sorte que le coefficient de sensibilité relative α_{eq} soit compris entre 18 et 25, tel qu'exprimé dans la formule ci-dessous:

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

où les coefficients utilisés ont le sens donné à l'article 67.

P_{nom} devient P_{max} .

Les valeurs pour α_{eq} peuvent être transformées et sont en ligne avec les valeurs pour la pente de tension, dans un intervalle de et au moins 2 à 7%, tel que précisé dans l'article 21, paragraphe 3, d), ii, du code de réseau européen RfG.

En application de l'article 21, paragraphe 3, e), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe dans le cadre juridique pertinent, la priorité à donner à la contribution en puissance active ou réactive, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire de réseau auquel ce parc est raccordé et ce tant en mode de charge que de décharge.

§ 2. Le gestionnaire du réseau de transport peut imposer en fonction des capacités techniques des installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordées au réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, des exigences techniques relatives à l'activation d'injection ou absorption rapide de courant de défaut en mode de charge et de décharge, telles que celles fixées à l'article 20, paragraphe 2, b) et c), du code de réseau européen RfG ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 93, § 3, en mode de charge et de décharge.

Le gestionnaire du réseau de transport peut imposer en fonction des capacités techniques des installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordées au réseau de transport, dans leur contrat de raccordement, des exigences techniques relatives au rétablissement de la puissance active après défaut telles que fixées à l'article 20, paragraphe 3, a) et b), du code de réseau européen RfG. La valeur de l'amplitude et le délai de rétablissement de la puissance active sont fixés dans le cadre juridique pertinent.

§ 3. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la stabilité en tension et en particulier la capacité de se déconnecter automatiquement lorsque la tension atteint des seuils spécifiques, telles que visées à son article 15, paragraphe 3 et 16, paragraphe 2, c), ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 85, §§ 1^{er} et 2, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de type C et D raccordées au réseau de transport.

§ 4. Tout installation de stockage d'énergie non-synchrone de type A, B, C raccordé au réseau de transport ou aux réseaux de transport local reste connecté au réseau de transport et aux réseaux de transport local dans les plages de tension suivantes :

Spanningsniveaus hoger dan 300 kV (voor een aansluiting op het 380 kV net, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten	Niveaux de tension supérieurs à 300 kV (pour un raccordement au réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Onbegrensd		0,90 pu – 1,05 pu	Illimité
	1,05 pu – 1,10 pu	Te bepalen tussen de relevante netbeheerder en de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid, in het relevant juridisch kader		1,05 pu – 1,10 pu	A convenir entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production d'électricité, dans le cadre juridique pertinent

Bij toepassing van artikel 16, lid 2, a), en b), van de Europese netcode RfG blijft elke asynchrone energieopslagfaciliteit van het type D aangesloten op het transmissienet of op de lokale transmissienetten aangesloten op het transmissienet en op de lokale transmissienetten binnen de volgende spanningsbereiken:

En application de l'article 16, paragraphe 2, a) et b), du code de réseau européen RfG, tout installation de stockage d'énergie non-synchrone de type D raccordée au réseau de transport ou aux réseaux de transport local doit rester connecté au réseau de transport et aux réseaux de transport local dans les plages de tension suivantes :

	Spanningsbereiken	Werkings-duur		Plages de tension	Durée de fonctionnement
Spanningsniveaus lager dan 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten	Niveaux de tension inférieur à 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,118 pu	Onbegrensd		0,90 pu – 1,118 pu	Illimité
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minuten		1,118 pu – 1,15 pu	20 minutes
Spanningsniveaus hoger dan 300 kV (voor een aansluiting op het 380 kV net, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 minuten	Niveaux de tension supérieurs à 300 kV (pour un raccordement au réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Onbegrensd		0,90 pu – 1,05 pu	Illimité
	1,05 pu – 1,10 pu	20 minuten		1,05 pu – 1,10 pu	20 minutes

§ 5. Elke eigenaar van een energieopslagfaciliteit van het type B, C en D met een toegangspunt op het transmissienet, met uitzondering van de energieopslagfaciliteit binnen een CDS, informeert de transmissienetbeheerder van deze energieopslagfaciliteit over de totale capaciteit aan reactief vermogen van deze faciliteit, alsook voor de energieopslagfaciliteit van het type B, de capaciteit om de spanning te controleren, geeft er een demonstratie van en stelt het ter beschikking van de netbeheerder volgens de modaliteiten bepaald in het relevant juridisch kader.

§ 5. Chaque propriétaire de installation de stockage d'énergie de types B, C et D ayant un point d'accès au réseau de transport, à l'exception des installations de stockage d'énergie situées au sein d'un CDS, communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de ce parc, ainsi que, pour une installation de stockage d'énergie de type B, la capacité à contrôler la tension, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

HOOFDSTUK 5. — Technische eisen met betrekking tot het herstel van het net van asynchrone energieopslagfaciliteiten

CHAPITRE 5. — Exigences techniques relatives à la reconstitution du réseau des installations de stockage d'énergie non-synchrone

Art. 100. De algemene technische eisen van de Europese netcode RfG met betrekking tot het herstel van het net, zoals bepaald in artikel 15, lid 5, b) en c), van de Europese netcode RfG, alsook de bijkomende technische eisen bedoeld in artikel 86, zijn van toepassing op asynchrone energieopslagfaciliteiten van het type C en D, in de modus van belasting en van ontlading.

Art. 100. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la reconstitution du réseau, telles que fixées à son article 15, paragraphe 5, b) et c), ainsi que les exigences techniques complémentaires visées à l'article 86, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D, en mode de charge et de décharge.

TITEL 5 — Bijkomende technische eisen voor nieuwe HVDC systemen en nieuwe op gelijkstroom aangesloten power park modules

TITRE 5 — Exigences techniques complémentaires pour les nouveaux systèmes HVDC et les nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

HOOFDSTUK 1. — Algemene bepalingen

CHAPITRE 1^{er}. — Dispositions générales

Art. 101. § 1. Deze titel stelt bijkomende technische eisen vast, ten opzichte van de algemene technische eisen van de Europese netcode HVDC, voor nieuwe HVDC systemen en nieuwe op gelijkstroom aangesloten power park modules en nieuwe remote-end HVDC convertorstations.

Art. 101. § 1^{er}. Le présent titre établit des exigences techniques complémentaires, par rapport aux exigences techniques générales du code de réseau européen HVDC, pour les nouveaux systèmes HVDC et les nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et les nouvelles stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée.

Alle specifieke eisen en voorwaarden die de transmissienetbeheerder nader moet of kan vaststellen voor een nieuw welbepaald HVDC systeem, een nieuwe welbepaalde op gelijkstroom aangesloten power park module of een nieuw welbepaald remote-end HVDC convertorstation of die moeten worden overeengekomen tussen de transmissienetbeheerder en diezelfde transmissienetgebruiker, bij toepassing van de Europese netcode HVDC, worden vastgesteld respectievelijk overeengekomen in het relevant juridisch kader, ongeacht of een verwijzing naar die specifieke eisen en voorwaarden al dan niet is opgenomen in dit hoofdstuk.

Toutes les exigences et conditions spécifiques que le gestionnaire du réseau de transport doit ou peut spécifier pour un nouveau système HVDC déterminé, un nouveau parc non synchrone de générateurs raccordés déterminé ou une nouvelle station de conversion HVDC à l'extrémité isolée déterminée ou devant être convenues entre le gestionnaire du réseau de transport et ce même utilisateur du réseau de transport, en application du code de réseau européen HVDC, seront déterminés respectivement unilatéralement ou fixés de commun accord dans le cadre juridique pertinent, qu'une référence à ces exigences et conditions spécifiques soit reprise ou non dans le présent chapitre.

§ 2. Overeenkomstig artikel 38, van de Europese netcode HVDC zijn de technische eisen betreffende de offshore power park modules krachtens de artikelen 13 tot 22, van de Europese netcode RfG evenals hun implementatie in dit besluit ook toepasselijk op de op gelijkstroom aangesloten power park modules. De rangschikking in categorieën zoals vastgesteld in artikel 5, van de Europese netcode RfG en in

§ 2. Conformément à l'article 38, du code de réseau européen HVDC, les exigences techniques relatives aux parcs non synchrones de générateurs en mer en vertu des articles 13 à 22, du code de réseau européen RfG ainsi que leur implémentation dans le présent arrêté s'appliquent aussi aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu. Le classement en catégories établi à

artikel 35, § 2, is ook toepasselijk op de op gelijkstroom aangesloten power park modules.

§ 3. Overeenkomstig artikel 46 van de Europese netcode HVDC zijn de technische eisen zoals bedoeld in de artikelen 11 tot 39, van de Europese netcode HVDC toepasselijk op de remote-end HVDC converterstations, rekening gehouden met de specifieke eisen zoals bedoeld in de artikelen 47 tot 50, van de Europese netcode HVDC.

HOOFDSTUK 2. — Bijkomende technische eisen betreffende de regeling van het actief vermogen en het behoud van de frequentie

Afdeling 1. — Bijkomende technische eisen betreffende de regeling van het actief vermogen en het behoud van de frequentie van de aansluitingen in HVDC

Art. 102. § 1. Bij toepassing van artikel 11, leden 1 en 2, en van de bijlage I, van de Europese netcode HVDC is eender welk HVDC systeem in staat aangesloten te blijven op het transmissienet en in bedrijf te zijn binnen de frequentiebereiken en de tijdsperiodes zoals hierna bepaald voor het kortsluitvermogensbereik zoals nader vastgesteld door de transmissienetbeheerder bij toepassing van artikel 32, lid 2, van de Europese netcode HVDC tenzij in het relevant juridisch kader wordt voorzien in bredere frequentiebereiken of langere minimumbedrijfsperiodes:

1° gedurende een minimale duur van 60 seconden bij een systeemfrequentie gemeten in de regelzone tussen 47,0 Hz en 47,5 Hz; en

2° zonder beperking in de tijd bij een systeemfrequentie gemeten in de regelzone tussen 47,5 Hz en 51,5 Hz; en

3° gedurende een minimale duur van 30 minuten bij een systeemfrequentie gemeten in de regelzone tussen 51,5 Hz en 52,0 Hz.

§ 2. Bij toepassing van artikel 11, lid 4, van de Europese netcode HVDC, in geval van technische beperking, mag de maximaal toegestane vermindering van het actief vermogen ten opzichte van het bedrijfspunt van een HVDC systeem niet hoger zijn dan 2%/Hz wanneer de systeemfrequentie in wisselstroom waaraan het HVDC systeem gekoppeld is daalt tot onder 49 Hz.

§ 3. Bij toepassing van artikel 13, lid 1, c), van de Europese netcode HVDC is een HVDC systeem in staat tot snelle omkering van het actief vermogen. De omkering van vermogen is mogelijk van het maximaal actief vermogen in één richting tot het maximaal actief vermogen in de andere richting, zo snel als technisch mogelijk is maar hoe dan ook binnen een termijn die korter is dan 2 seconden.

§ 4. Bij toepassing van artikel 13, lid 3, van de Europese netcode HVDC zijn de besturingsfuncties van een HVDC systeem in staat om automatisch corrigerende maatregelen toe te passen, meer bepaald, maar niet uitsluitend, het beëindigen van de op- en afregeling en het blokkeren van de FSM, LFSM-O, LFSM-U en frequentieregeling.

De transmissienetbeheerder stelt de trigger- en blokkeringscriteria vast in het relevant juridisch kader.

§ 5. Bij toepassing van artikel 15, van de Europese netcode HVDC en van bijlage II.A. van dezelfde netcode is een HVDC systeem, dat functioneert in FSM-modus, in staat om te reageren op de frequentieveranderingen van elk aangesloten net in wisselstroom door het actief vermogen aan te passen zoals aangegeven in de Europese netcode HVDC en overeenkomstig de parameters die de transmissienetbeheerder nader bepaalt in het relevant juridisch kader.

Als gevolg van een stapsgewijze verandering van de frequentie is het HVDC systeem in staat om het actief vermogen op zodanige wijze aan te passen dat de reactie in actief vermogen op de frequentieveranderingen overeenkomstig is aan de parameters die de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader heeft vastgesteld.

Bij toepassing van artikel 15, van de Europese netcode HVDC en van bijlage II.B van dezelfde netcode, betreffende de gelimiteerde frequentiegevoelige modus — overfrequentie (LFSM-O), is een HVDC systeem in staat om de respons in actief vermogen zo snel mogelijk als dat intrinsiek gezien technisch haalbaar is aan te passen aan de frequentieveranderingen, met een zo kort mogelijke initiële vertraging en een volledige activeringsduur vastgesteld op 2 seconden, tenzij in het relevant juridisch kader een andere duur wordt vastgesteld.

De drempel en de statiekwaarden zoals vastgesteld in de bijlage II.B.1.a), van de Europese netcode HVDC zijn aanpasbaar tussen 50,2 Hz en 50,5 Hz voor de frequentiedrempel en vanaf 0,1% naar boven voor de minimale statiekwaarde. De te handhaven minimale statiekwaarde wordt vastgesteld in het relevant juridisch kader.

l'article 5, du code de réseau européen RfG et à l'article 35, § 2, s'applique aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

§ 3. Conformément à l'article 46 du code de réseau européen HVDC, les exigences techniques prévues aux articles 11 à 39, du code de réseau européen HVDC, s'appliquent aux stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée, compte tenu des exigences spécifiques prévues aux articles 47 à 50, du code de réseau européen HVDC.

CHAPITRE 2. — Exigences techniques complémentaires relatives au réglage de puissance active et au maintien de la fréquence

Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires relatives au réglage de puissance active et au maintien de la fréquence des raccordements en HVDC

Art. 102. § 1^{er}. En application de l'article 11, paragraphes 1^{er} et 2, et de l'annexe I, du code de réseau européen HVDC, tout système HVDC est capable de rester connecté au réseau de transport et de fonctionner dans les plages de fréquence et les durées suivantes pour la plage de puissance de court-circuit telle que spécifiée par le gestionnaire du réseau de transport en application de l'article 32, paragraphe 2, du code de réseau européen HVDC à moins que des plages de fréquence plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues ne soient prévues dans cadre juridique pertinent :

1° pendant une durée minimale de 60 secondes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 47,0 Hz et 47,5 Hz ; et

2° sans limite dans le temps si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 47,5 Hz et 51,5 Hz ; et

3° pendant une durée minimale de 30 minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 51,5 Hz et 52,0 Hz.

§ 2. En application de l'article 11, paragraphe 4, du code de réseau européen HVDC, en cas de limitation technique, la réduction maximale admissible de fourniture de puissance active à partir du point de fonctionnement d'un système HVDC ne peut dépasser 2%/Hz lorsque la fréquence du réseau en courant alternatif auquel le système HVDC est connecté descend en dessous de 49 Hz.

§ 3. En application de l'article 13, paragraphe 1^{er}, c), du code de réseau européen HVDC, un système HVDC est capable d'inverser rapidement la puissance active. L'inversion de la puissance est rendue possible de la puissance active maximale dans un sens jusqu'à la puissance active maximale dans l'autre sens, aussi rapidement que techniquement possible mais en tout cas dans un délai inférieur à 2 secondes.

§ 4. En application de l'article 13, paragraphe 3, du code de réseau européen HVDC, les fonctions de régulation d'un système HVDC sont capables d'appliquer des actions correctives automatiques, notamment, mais pas seulement, l'arrêt de la rampe et le blocage des modes FSM, LFSM-O, et LFSM-U et du réglage de la fréquence.

Les critères de déclenchement et de blocage sont spécifiés par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

§ 5. En application de l'article 15, du code de réseau européen HVDC et de son annexe II.A., en fonctionnement en mode FSM, un système HVDC est capable de répondre aux variations de fréquence de chaque réseau en courant alternatif raccordé en ajustant la puissance active comme indiqué dans le code de réseau européen HVDC et conformément aux paramètres spécifiés par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

A la suite d'un échelon de fréquence, le système HVDC est capable d'ajuster la puissance active de telle manière que la réponse en puissance active aux variations de fréquence soit conforme aux paramètres spécifiés par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

En application de l'article 15, du code de réseau européen HVDC et de son annexe II.B., concernant le mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O), un système HVDC est capable d'ajuster la réponse en puissance active aux variations de fréquence aussi rapidement que techniquement faisable intrinsèquement, avec un retard initial aussi bref que possible et une durée d'activation complète déterminée à 2 secondes, à moins qu'une durée différente ne soit prévue dans le cadre juridique pertinent.

Le seuil de fréquence et les valeurs de statisme visés à l'annexe II.B.1. a), du code de réseau européen HVDC sont ajustables entre 50,2 Hz et 50,5 Hz pour le seuil de fréquence et à partir de 0,1% à la hausse pour la valeur de statisme minimale. La valeur de statisme minimale à maintenir est déterminée dans le cadre juridique pertinent.

Bij toepassing van artikel 15, van de Europese netcode HVDC en van bijlage II.C. van dezelfde netcode, betreffende de regelmodus beperkt tot de onderfrequentie (LFSM-U), is een HVDC systeem in staat om de respons in actief vermogen zo snel mogelijk als dat intrinsiek gezien technisch haalbaar is aan te passen aan de frequentieschommelingen, met een zo kort mogelijke initiële vertraging en een tijd voor volledige activering vastgesteld op 2 seconden, tenzij in het relevant juridisch kader een andere duur wordt vastgesteld.

De frequentiedrempelwaarde en de statiekwaarden zoals vastgesteld in de bijlage II.C.1.a), van de Europese netcode HVDC zijn aanpasbaar tussen 49.8 Hz en 49.5 Hz voor de frequentiedrempelwaarde en vanaf 0,1% naar boven voor de minimale statiekwaarde. De te handhaven minimale statiekwaarde wordt vastgesteld in het relevant juridisch kader.

Afdeling 2. — Bijkomende technische eisen betreffende de frequentie, van toepassing op de op gelijkstroom aangesloten power park modules

Art. 103. Overeenkomstig artikel 39, leden 4 tot 9, van de Europese netcode HVDC zijn de artikelen 13, leden 2 en 3, 15, lid 2, a), c), d) en e), van de Europese netcode RfG, alsook, in voorkomend geval, hun toepassing in dit besluit, toepasselijk op de op gelijkstroom aangesloten power park modules, rekening gehouden met de specifieke kenmerken zoals bedoeld in artikel 39, leden 4 tot 9, van de Europese netcode HVDC.

HOOFDSTUK 3. — Bijkomende technische eisen betreffende de regeling van het reactief vermogen en de spanningsondersteuning en betreffende de fault-ride-through-capaciteit

Afdeling 1. — Bijkomende technische eisen betreffende de regeling van het reactief vermogen en de spanningsondersteuning van de HVDC aansluitingen

Art. 104. § 1. Bij toepassing van artikel 18, van de Europese netcode HVDC en van bijlage III van dezelfde netcode is een HVDC convertorstation in staat om op het transmissienet aangesloten te blijven en in staat tot bedrijfsvoering bij maximumstroom door het HVDC systeem, binnen het bereik van de transmissienetspanning op het aansluitingspunt (uitgedrukt als de spanning op het aansluitingspunt gerelateerd aan de 1 pu-referentiespanning) en voor de tijdsperiodes als hierna gespecificeerd, tenzij in het relevant juridisch kader wordt voorzien in bredere spanningsbereiken of een langere minimale bedrijfsduur:

1° zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 0,85 pu en 1,118 pu wanneer de spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (exclusief deze waarde) ligt; en

2° voor een minimale duur van 10 uur binnen het spanningsbereik tussen 1,118 pu en 1,15 pu wanneer de spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (exclusief deze waarde) ligt; en

3° zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 0,85 pu en 1,05 pu wanneer de spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen) ligt; en

4° voor een minimale duur van 10 uur binnen het spanningsbereik tussen 1,05 pu en 1,0875 pu wanneer de spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen) ligt; en

5° voor een minimale duur van 60 minuten voor het spanningsbereik tussen 1,0875 pu en 1,10 pu wanneer de spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen) ligt; en

6° de minimale duur die toepasselijk is op de aansluitingspunten voor de referentiespanningen 1 pu in wisselstroom wanneer de spanningsbasis voor de waarden buiten het bereik tussen 110 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen) ligt, zijn dezelfde als wanneer de spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen) ligt; en

7° tijdens een minimale duur die de transmissienetbeheerder nader bepaalt voor de aansluitingspunten die worden geëxploiteerd voor de referentiespanningen 1 pu in wisselstroom die niet worden gedekt door de bijlage III, van de Europese netcode HVDC.

§ 2. Bij toepassing van artikel 18, lid 3, van de Europese netcode HVDC kan een HVDC convertorstation zich automatisch ontkoppelen wanneer de spanningswaarden op het aansluitingspunt buiten de hierna vastgestelde grenzen vallen.

En application de l'article 15, du code de réseau européen HVDC et de son annexe II.C., concernant le mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U), un système HVDC est capable d'ajuster la réponse en puissance active aux variations de fréquence aussi rapidement que techniquement faisable intrinsèquement, avec un retard initial aussi bref que possible et une durée d'activation complète déterminée à 2 secondes, à moins qu'une durée différente ne soit prévue dans le cadre juridique pertinent.

Le seuil de fréquence et les valeurs de statisme visés à l'annexe II.C.1. a), du code de réseau européen HVDC sont ajustables entre 49.8 Hz et 49.5 Hz pour le seuil de fréquence et à partir de 0,1% à la hausse pour la valeur de statisme minimale. La valeur de statisme minimale à maintenir est déterminée dans le cadre juridique pertinent.

Section 2. — Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence, applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

Art. 103. Conformément aux articles 39, paragraphes 4 à 9, du code de réseau européen HVDC, les articles 13, paragraphes 2 et 3, 15, paragraphe 2, a), c), d) et e), du code de réseau européen RfG, ainsi que, le cas échéant, leur implémentation dans le présent arrêté, sont applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu en tenant compte des spécificités reprises à l'article 39, paragraphes 4 à 9, du code de réseau européen HVDC.

CHAPITRE 3. — Exigences techniques complémentaires relatives au réglage de la puissance réactive et au maintien de la tension et relatives à la tenue aux creux de tension

Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires relatives au réglage de la puissance réactive et au maintien de la tension des raccordements en HVDC

Art. 104. § 1^{er}. En application de l'article 18, du code de réseau européen HVDC et de son annexe III, une station de conversion HVDC est capable de rester connectée au réseau de transport et de fonctionner pour le courant maximal du système HVDC, dans les plages de tension du réseau de transport au point de raccordement (exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension de référence 1 pu) et pendant les durées suivantes, à moins que des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues ne soient prévues dans le cadre juridique pertinent :

1° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,85 pu et 1,118 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

2° pendant une durée minimale de 10 heures dans la plage de tension entre 1,118 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

3° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,85 pu et 1,05 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

4° pendant une durée minimale de 10 heures dans la plage de tension entre 1,05 pu et 1,0875 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

5° pendant une durée minimale de 60 minutes pour la plage de tension entre 1,0875 pu et 1,10 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

6° les durées minimales applicables aux points de raccordement pour les tensions de référence 1 pu en courant alternatif lorsque la base de tension pour les valeurs se situe en dehors de la plage entre 110 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) sont les mêmes que lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

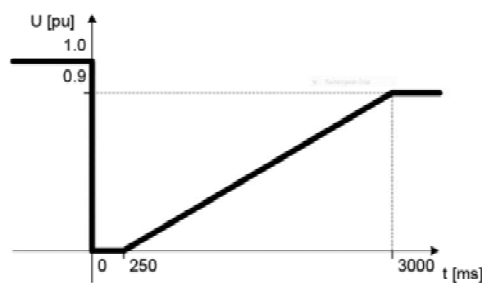
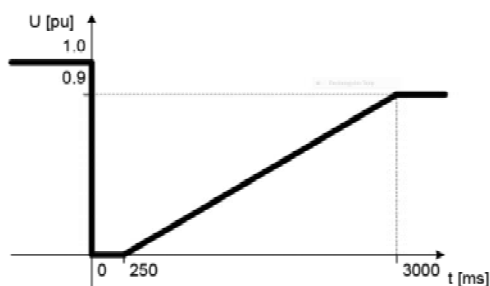
7° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport pour les points de raccordement exploités pour les tensions de référence 1 pu en courant alternatif qui ne sont pas couvertes par l'annexe III, du code de réseau européen HVDC.

§ 2. En application de l'article 18, paragraphe 3, du code de réseau européen HVDC, une station de conversion HVDC peut se déconnecter automatiquement lorsque les valeurs de tension au point de raccordement sortent des limites spécifiées ci-dessous.

Een HVDC convertorstation is aldus in staat met het transmissienet verbonden te blijven zolang de volgende grenswaarden nageleefd worden tenzij in het relevant juridisch kader strengere grenswaarden worden vastgesteld:

Une station de conversion HVDC est ainsi être capable de rester connectée au réseau de transport aussi longtemps que les limites suivantes sont respectées à moins que des limites plus strictes ne soient spécifiées dans le cadre juridique pertinent :

Tijd [ms]	Spanningsamplitude [pu]	Temps [ms]	Amplitude de tension [pu]
$T < 0$ ms	1.0	$T < 0$ ms	1.0
0	0	0	0
250	0 (lineaire verhoging tot het volgende punt)	250	0 (augmentation linéaire jusqu'au point suivant)
3000	0.9	3000	0.9
∞ (voor onbepaalde tijd)	0.9	∞ (pour un temps indéfini)	0.9



De transmissienetbeheerder en de eigenaar van het HVDC systeem spreken in het relevant juridisch kader de modaliteiten en regelingen voor de automatische ontkoppeling af.

§ 3. Bij toepassing van artikel 20, leden 1 en 2, van de Europese netcode HVDC stelt de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader de eisen vast met betrekking tot de capaciteit voor het leveren van reactief vermogen die toepasselijk zijn op de aansluitingspunten bij variërende spanningen. Het voorstel voor deze eisen omvat een $U-Q/P_{\max}$ -profiel, binnen de grenzen waarvan het HVDC convertorstation in staat is reactief vermogen bij zijn maximale transmissiecapaciteit voor het actief vermogen te leveren. Bij toepassing van artikel 20, lid 3, van de Europese netcode HVDC, is een HVDC systeem in staat om binnen een maximale termijn van 100 milliseconden over te gaan naar eender welk bedrijfspunt binnen zijn diagram $U-Q/P_{\max}$.

§ 4. Overeenkomstig artikel 22, lid 1, van de Europese netcode HVDC is een HVDC convertorstation in staat om in bedrijf te zijn in de volgende regelmodi:

- 1° spanningsregelmodus;
- 2° reactief vermogenregelmodus; en
- 3° arbeidsfactorregelmodus.

Bij toepassing van artikel 22, lid 2, van de Europese netcode HVDC is een HVDC convertorstation ook in staat in bedrijf te zijn in de volgende regelmodi:

1° reactief vermogenregelmodus afhankelijk van de spanning: over de kenmerken van deze modus dienen de transmissienetbeheerder en de eigenaar van het HVDC systeem een afspraak vast te leggen in het relevant juridisch kader; en

2° de modus STATCOM: alle controlemodi zoals hierboven beschreven in het eerste en het tweede lid, 1°, zijn beschikbaar zonder uitwisseling van actief vermogen, ongeacht of de convertorstations al dan niet onderling zijn verbonden met een kabel of een hoogspanningslijn op gelijkstroom.

Bij toepassing van artikel 22, lid 3, van de Europese netcode HVDC, in het geval van de spanningsregelmodus, is elk HVDC convertorstation in staat bij te dragen tot de spanningsregeling op het aansluitingspunt waarbij het gebruikmaakt van zijn capaciteiten, onverminderd de artikelen 20 en 21, van de Europese netcode HVDC code, overeenkomstig de volgende kenmerken van de besturing:

1° de transmissienetbeheerder stelt geval per geval de referentiewaarde voor de spanning op het aansluitingspunt vast;

2° de spanningsregeling kan in bedrijf zijn met of zonder een dode band rond de referentiewaarde die selecteerbaar is binnen een interval van nul tot $\pm 5\%$ van de referentiespanning. De dode band is aanpasbaar in stappen van $0,5\%$;

3° na een stapverandering van de spanning is het HVDC convertorstation in staat om een verandering van 90% in geleverd reactief vermogen te bereiken binnen de 100 milliseconden met gradiëntbegrenzer buiten dienst. Bovendien is het HVDC convertorstation uitgerust met een gradiëntbegrenzer van reactief vermogen die de spanning stabiliseert binnen een marge van 1% van de waarde die de

Le gestionnaire du réseau de transport et le propriétaire du système HVDC conviennent des modalités et des réglages pour la déconnexion automatique dans le cadre juridique pertinent.

§ 3. En application de l'article 20, paragraphes 1^{er} et 2, du code de réseau européen HVDC, le gestionnaire du réseau de transport spécifie dans le cadre juridique pertinent les exigences de capacité en puissance réactive qui s'appliquent aux points de raccordement lors de variations de tension. La proposition concernant ces exigences comprend un diagramme $U-Q/P_{\max}$ dans les limites duquel la station de conversion HVDC est capable de fournir ou absorber de la puissance réactive à sa puissance active maximale. En application de l'article 20, paragraphe 3, du code de réseau européen HVDC, un système HVDC est capable de passer à n'importe quel point de fonctionnement à l'intérieur de son diagramme $U-Q/P_{\max}$ dans un délai maximal de 100 millisecondes.

§ 4. Conformément à l'article 22, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen HVDC, une station de conversion HVDC est capable de fonctionner dans les modes de réglage suivants :

- 1° réglage de la tension ;
- 2° réglage de la puissance réactive ; et
- 3° réglage du facteur de puissance.

En application de l'article 22, paragraphe 2, du code de réseau européen HVDC, une station de conversion HVDC est également capable de fonctionner dans les modes de réglage suivants :

1° réglage de la puissance réactive dépendante de la tension : les caractéristiques de ce mode font l'objet d'un accord entre le gestionnaire du réseau de transport et le propriétaire du système HVDC dans le cadre juridique pertinent ; et

2° le mode STATCOM : l'ensemble des modes de contrôle spécifiés dans l'alinéa 1^{er} et l'alinéa 2, 1°, est disponible sans échange de puissance active peu importe que les stations de conversion soient connectées entre elles ou non au moyen d'un câble ou une ligne en courant direct.

En application de l'article 22, paragraphe 3, du code de réseau européen HVDC, dans le cas du mode de réglage de la tension, chaque station de conversion HVDC est capable de contribuer au réglage de la tension au point de raccordement, en utilisant ses capacités, sans préjudice des articles 20 et 21, du code de réseau européen HVDC, conformément aux caractéristiques de réglage suivantes :

1° la tension de consigne au point de raccordement est fixée au cas par cas par le gestionnaire du réseau de transport ;

2° le réglage de la tension peut être effectué avec ou sans bande morte autour du point de consigne, sélectionnable dans une plage de zéro à $\pm 5\%$ de la tension de consigne. La bande morte est ajustable par échelons de $0,5\%$;

3° à la suite d'un échelon de tension, la station de conversion HVDC est capable de réaliser 90% de la variation de la fourniture ou absorption de puissance réactive dans un temps de 100 millisecondes avec limiteur de gradient hors service. En outre, la station de conversion HVDC est équipée d'un limiteur de gradient de puissance réactive qui stabilise la tension dans une marge de 1% de la valeur

transmissienetbeheerder geval per geval definieert binnen een programmeerbaar tijdbestek gaande van 1 tot 60 seconden met stappen van 0,1 seconde;

4° de spanningsregelmodus beschikt ook over de capaciteit om het opgewekte reactief vermogen te veranderen op basis van een combinatie van een gewijzigde referentiewaarde van de spanning en een aanvullende reactief vermogenscomponent overeenkomstig de instructies. De helling van de voor het reactief vermogen vastgestelde component is online aanpasbaar binnen een bereik van 1 tot 50 Mvar/seconde met stappen van 0.1 Mvar/seconde.

Bij toepassing van artikel 22, lid 5, van de Europese netcode HVDC is het HVDC convertorstation, bij gebruikmaking van de arbeidsfactorregelmodus, in staat de arbeidsfactor te regelen naar een streefwaarde op het aansluitingspunt, met inachtneming van de artikelen 20 en 21, van de Europese netcode HVDC. De mogelijke referentiewaarden zijn beschikbaar in stappen die niet groter zijn dan een toegestane maximumstap bepaald op minder dan 1 Mvar voor het reactief vermogen en op minder dan 1 kV voor de spanning.

§ 5. Bij toepassing van artikel 23, van de Europese netcode HVDC, en rekening houdend met de capaciteiten van een HVDC systeem, krijgt de bijdrage van reactief vermogen prioriteit bij lage of hoge spanning, en bij storingen waarvoor fault-ride-through-capaciteit vereist is.

§ 6. Elk HVDC systeem communiceert aan de transmissienetbeheerder, de totale capaciteit aan reactief vermogen van het systeem, geeft er een demonstratie van en stelt het ter beschikking van de transmissienetbeheerder volgens de modaliteiten vastgesteld in het relevant juridisch kader.

Afdeling 2. — Bijkomende technische eisen inzake fault-ride-through-capaciteit van de HVDC aansluitingen

Art. 105. § 1. Bij toepassing van artikel 25, lid 1, en van de bijlage V, van de Europese netcode HVDC specificeert de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader een fault-ride-through-profiel.

Bij toepassing van artikel 25, lid 6, van de Europese netcode HVDC is de fault-ride-through-capaciteit in het geval van asymmetrische storingen de volgende:

1° het HVDC convertorstation is in staat om inverse stroom- en spanningscomponenten te regelen;

2° het is mogelijk om de injectie van actief vermogen te handhaven tot aan de voorziene maximale waarde van actief vermogen;

3° een tweede harmonische stroomvorming mag niet worden overgebracht naar de kant in gelijkstroom van het HVDC convertorstation;

4° de automatische herinschakeling van de bovengrondse lijnen in wisselstroom mag niet leiden tot de ontkoppeling van het HVDC systeem.

§ 2. Bij toepassing van artikel 26, van de Europese netcode HVDC is een HVDC systeem in staat het actief vermogen binnen een maximale termijn van 200 milliseconden te herstellen na een storing ten opzichte van de gedefinieerde waarden van vóór de storing. De transmissienetbeheerder mag in het relevant juridisch kader verschillende groottes en tijdsprofielen voor het herstel van het actief vermogen specificeren met als doel een langzamer herstel mogelijk te maken.

Afdeling 3. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot reactief vermogen en spanning die toepasselijk zijn voor de op gelijkstroom aangesloten power park modules

Art. 106. § 1. Bij toepassing van artikel 40, lid 1, en de bijlage VII, van de Europese netcode HVDC is een op gelijkstroom aangesloten power park module in staat op het netwerk van het remote-end HVDC convertorstation aangesloten en in bedrijf te blijven binnen de spanningsbereiken (per eenheid) en gedurende de tijdsperiodes zoals hierna bepaald, tenzij in het relevant juridisch kader wordt voorzien in bredere spanningsbereiken of langere tijdsperiodes:

1° gedurende een minimale duur van 60 minuten binnen het spanningsbereik tussen 0,85 pu en 0,90 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (deze waarde niet inbegrepen); en

2° zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 0,90 pu en 1,10 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (deze waarde niet inbegrepen); en

3° zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 1,10 pu en 1,118 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (deze waarde niet inbegrepen), behoudens andersluidende vermelding vanwege de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader; en

definieert par le gestionnaire du réseau de transport au cas par cas dans un laps de temps programmable allant de 1 à 60 secondes avec des échelons de 0,1 seconde ;

4° le mode de réglage de la tension inclut la capacité à faire varier la fourniture ou l'absorption de puissance réactive en s'appuyant sur une combinaison de modification de la tension de consigne et d'une autre composante spécifiée pour la puissance réactive. La pente de la composante spécifiée pour la puissance réactive est ajustable en ligne dans une plage de 1 à 50 Mvar/seconde avec des échelons de 0.1 Mvar/seconde.

En application de l'article 22, paragraphe 5, du code de réseau européen HVDC, dans le cas du mode de réglage du facteur de puissance, la station de conversion HVDC est capable de régler le facteur de puissance au point de raccordement jusqu'à une valeur de consigne, dans le respect des articles 20 et 21, du code de réseau européen HVDC. Les valeurs de consigne disponibles le sont par échelons ne dépassant pas un palier maximal autorisé spécifié à moins de 1 Mvar pour la puissance réactive et à moins de 1 kV pour la tension.

§ 5. En application de l'article 23, du code de réseau européen HVDC, et en tenant compte des capacités d'un système HVDC, la contribution en puissance réactive est prioritaire en cas de tensions basses ou élevées, et en cas de défauts pour lesquels la tenue aux creux de tension est requise.

§ 6. Chaque système HVDC communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de ce système, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans cadre juridique pertinent.

Section 2. — Exigences techniques complémentaires en matière de tenue aux creux de tension des raccordements en HVDC

Art. 105. § 1^{er}. En application de l'article 25, paragraphe 1^{er}, et de l'annexe V, du code de réseau européen HVDC, le gestionnaire du réseau de transport spécifie dans le cadre juridique pertinent un gabarit de creux de tension.

En application de l'article 25, paragraphe 6, du code de réseau européen HVDC, les tenues aux creux de tension pour les cas de défauts asymétriques sont les suivantes :

1° la station de conversion HVDC est capable de régler les composantes inverses des courants et tensions ;

2° il est possible de continuer l'injection de puissance active jusqu'à la valeur maximale prévue de puissance active ;

3° un courant de distorsion de deuxième harmonique ne peut pas être transféré vers le côté en courant continu de la station de conversion HVDC ;

4° le réenclenchement automatique des lignes aériennes en courant alternatif ne peut pas engendrer la déconnexion du système HVDC.

§ 2. En application de l'article 26, du code de réseau européen HVDC, un système HVDC est en mesure de rétablir la puissance active après un défaut aux valeurs définies d'avant défaut dans un délai maximal de 200 millisecondes. Le gestionnaire du réseau de transport peut spécifier dans le cadre juridique pertinent des grandeurs et profils temporels du rétablissement de la puissance active différents afin d'autoriser un rétablissement plus lent.

Section 3. — Exigences techniques complémentaires relatives à la puissance réactive et de tension applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

Art. 106. § 1^{er}. En application de l'article 40, paragraphe 1^{er}, et de l'annexe VII, du code de réseau européen HVDC, un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de rester connecté au réseau de stations de conversion HVDC à extrémité isolée et de fonctionner dans les plages de tension (par unité) et pendant les durées suivantes, à moins que des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues ne soient prévues dans le cadre juridique pertinent :

1° pendant une durée minimale de 60 minutes dans la plage de tension entre 0,85 pu et 0,90 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

2° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,10 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

3° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 1,10 pu et 1,118 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) sauf indication contraire du gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent ; et

4° gedurende een minimale duur door de transmissienetbeheerder nader te bepalen in het relevant juridisch kader binnen het spanningsbereik tussen 1,118 pu en 1,15 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (deze waarde niet inbegrepen); en

5° gedurende een minimale duur van 60 minuten binnen het spanningsbereik tussen 0,85 pu en 0,90 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen); en

6° zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 0,90 pu en 1,05 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen); en

7° gedurende een minimale duur door de transmissienetbeheerder nader te bepalen in het relevant juridisch kader binnen het spanningsbereik tussen 1,05 pu en 1,15 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen); en

8° gedurende een minimale duur door de transmissienetbeheerder nader te bepalen voor de HVDC interfacepunten die in wisselstroom zijn aangesloten en geëxploiteerd bij spanningsbereiken die niet zijn opgenomen in het toepassingsgebied van bijlage VII van de Europese netcode HVDC.

§ 2. Elke op gelijkstroom aangesloten power park module communiceert aan de transmissienetbeheerder, de totale capaciteit aan reactief vermogen van de power park module, geeft er een demonstratie van en stelt het ter beschikking van de transmissienetbeheerder volgens de modaliteiten vastgesteld in het relevant juridisch kader.

Afdeling 4. — Bijkomende technische eisen met betrekking tot reactief vermogen en spanning toepasselijk voor de remote-end HVDC convertorstations

Art. 107. § 1. Bij toepassing van artikel 48, lid 1, en van de bijlage VIII, van de Europese netcode HVDC is een remote-end HVDC convertorstation in staat op het netwerk van het remote-end convertorstation aangesloten en in bedrijf te blijven binnen de spanningsbereiken (per eenheid) en tijdsperiodes zoals hierna bepaald, tenzij in het relevant juridisch kader wordt voorzien in bredere spanningsbereiken of langere tijdsperiodes:

1° gedurende een minimale duur van 60 minuten binnen het spanningsbereik tussen 0,85 pu en 0,90 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (deze waarde niet inbegrepen); en

2° zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 0,90 pu en 1,10 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (deze waarde niet inbegrepen); en

3° zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 1,10 pu en 1,12 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (deze waarde niet inbegrepen), behoudens andersluidende vermelding vanwege de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader; en

4° gedurende een minimale duur door de transmissienetbeheerder nader te bepalen in het relevant juridisch kader binnen het spanningsbereik tussen 1,12 pu en 1,15 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 110 kV en 300 kV (deze waarde niet inbegrepen); en

5° gedurende een minimale duur van 60 minuten binnen het spanningsbereik tussen 0,85 pu en 0,90 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen); en

6° zonder beperking in de tijd binnen het spanningsbereik tussen 0,90 pu en 1,05 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen); en

7° gedurende een minimale duur door de transmissienetbeheerder nader te bepalen in het relevant juridisch kader binnen het spanningsbereik tussen 1,05 pu en 1,15 pu bij een spanningsbasis voor de waarden pu tussen 300 kV en 400 kV (beide waarden inbegrepen); en

8° gedurende een minimale duur door de transmissienetbeheerder nader te bepalen voor de HVDC interfacepunten die in wisselstroom zijn aangesloten en geëxploiteerd bij spanningsbereiken die niet zijn opgenomen in het toepassingsgebied van bijlage VIII, van de Europese netcode HVDC.

§ 2. Elk remote-end HVDC convertorstation communiceert aan de transmissienetbeheerder, de totale capaciteit aan reactief vermogen van het remote-end HVDC convertorstation, geeft er een demonstratie van

4° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent dans la plage de tension entre 1,118 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

5° pendant une durée minimale de 60 minutes pour la plage de tension entre 0,85 pu et 0,90 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

6° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,05 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

7° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent dans la plage de tension entre 1,05 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

8° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport pour les points d'interface HVDC raccordés en courant alternatif et exploités à des plages de tensions qui ne sont pas couvertes par l'annexe VII du code de réseau européen HVDC.

§ 2. Chaque parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de ce parc, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent .

Section 4. — Exigences techniques complémentaires relatives à la puissance réactive et de tension applicables aux stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée

Art. 107. § 1^{er}. En application de l'article 48, paragraphe 1^{er}, et de l'annexe VIII, du code de réseau européen HVDC, une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée est capable de rester connectée au réseau de stations de conversion HVDC à extrémité isolée et de fonctionner dans les plages de tension (pu) et pendant les durées suivantes, à moins que des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues ne soient prévues dans le cadre juridique pertinent :

1° pendant une durée minimale de 60 minutes dans la plage de tension entre 0,85 pu et 0,90 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

2° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,10 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

3° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 1,10 pu et 1,12 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) sauf indication contraire du gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent ; et

4° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent dans la plage de tension entre 1,12 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

5° pendant une durée minimale de 60 minutes pour la plage de tension entre 0,85 pu et 0,90 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

6° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,05 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

7° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent dans la plage de tension entre 1,05 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

8° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport pour les points d'interface HVDC raccordés en courant alternatif et exploités à des tensions qui ne sont pas couvertes par l'annexe VIII, du code de réseau européen HVDC.

§ 2. Chaque station de conversion HVDC à l'extrémité isolée communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de cette station, en fait la démonstration et la met

en stelt het ter beschikking van de transmissienetbeheerder volgens de modaliteiten vastgesteld in het relevant juridisch kader.

HOOFSTUK 4. — Bijkomende technische eisen toepasselijk op de beveiligingsinrichtingen en de overeenstemmende instellingen

Art. 108. Bij toepassing van artikel 36, van de Europese netcode HVDC kunnen de parameters van de verschillende regelmodi en beveiligingsinstellingen van het HVDC systeem gewijzigd worden in het HVDC convertoerstation.

Het HVDC systeem moet uitgerust zijn met een beveiligde methode die ongewenste en niet voorziene wijzigingen van de genoemde parameters voorkomt.

Art. 109. De bijkomende technische eisen zoals vastgesteld in de artikelen 60 en 61 inzake beveiliging zijn eveneens toepasselijk voor de nieuwe HVDC systemen en de nieuwe op gelijkstroom aangesloten power park modules.

TITEL 6 — Bijkomende technische eisen voor offshore eenheden, aangesloten op wisselspanning

HOOFDSTUK 1. — Bijkomende technische eisen voor de offshore synchrone elektriciteitsproductie-eenheden

Art. 110. § 1. Overeenkomstig artikel 6, lid 1, van de Europese netcode RfG, en onder voorbehoud van de algemene exhaustieve technische eisen die voortvloeien uit de artikelen 13 tot 16, van de Europese netcode RfG en de algemene exhaustieve technische eisen die toepasselijk zijn op de synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van het type B (artikel 17, van de Europese netcode RfG), type C (artikel 18, van de Europese netcode RfG) en type D (artikel 19, van de Europese netcode RfG) beschouwd als nieuwe overeenkomstig artikel 36, en onverminderd de bepalingen van paragraaf 2, zijn de technische eisen betreffende de elektriciteitsproductie-eenheden van de types B, C en D beschouwd als nieuw overeenkomstig artikel 36, bedoeld in de artikelen 82 tot 87, en de technische eisen betreffende de nieuwe synchrone elektriciteitsproductie-eenheden van de types B, C en D beschouwd als nieuwe overeenkomstig artikel 36, bedoeld in de artikelen 88 tot 91, ook toepasselijk op de offshore synchrone elektriciteitsproductie-eenheden.

§ 2. Indien de transmissienetbeheerder een behoefte vaststelt voor het net en aantoonbaar dat deze behoefte de toepassing van een technisch eis vereist voor een toekomstige offshore synchrone elektriciteitsproductie-eenheid, en rekening houdend met het effect dat deze technische eis op die offshore synchrone elektriciteitsproductie-eenheid kan hebben, deelt de netbeheerder de behoeften en de motivering voor de toepassing van de technische eis op die offshore synchrone elektriciteitsproductie-eenheid voldoende op voorhand mee.

Deze communicatie kan ook de vorm aannemen van een publieke consultatie wanneer deze technische eis toepasbaar kan zijn op meerder offshore synchrone elektriciteitsproductie-eenheden beschouwd als nieuwe overeenkomstig artikel 36.

§ 3. De eigenaar van een bestaande offshore synchrone elektriciteitsproductie-eenheid communiceert en demonstreert de capaciteiten van deze eenheid aan de transmissienetbeheerder en stelt ze ter beschikking van de transmissienetbeheerder, zelfs als deze capaciteiten groter zijn dan de toepasselijke wettelijke vereisten. Deze terbeschikkingstelling mag alleen om grondig gemotiveerde technische en economische redenen worden geweigerd.

Deze terbeschikkingstelling voltrekt zich volgens de modaliteiten vastgesteld in het relevant juridisch kader.

§ 4. Iedere offshore elektriciteitsproductie-eenheid kan deelnemen aan het systeembeschermingsplan, overeenkomstig artikel 31.

HOOFDSTUK 2. — Technische eisen voor offshore power park modules waarvan het (de) aansluitingspunt(en) niet op zee liggen

Art. 111. Overeenkomstig artikel 23, lid 1, van de Europese netcode RfG, en onder voorbehoud van de exhaustieve algemene technische eisen die voortvloeien uit de artikelen 13 tot 16, van de Europese netcode RfG en de exhaustieve algemene technische eisen die toepasselijk zijn op de nieuwe power park modules van de types B, C en D, die respectievelijk voortvloeien uit de artikelen 20, 21 en 22, van de Europese netcode RfG, zijn de eisen voor algemene toepassing voor de offshore power park modules waarvan het (de) aansluitingspunt(en) zich niet op zee bevindt(en), deze die opgenomen zijn in de artikelen 112 tot 123.

De eigenaar van een bestaande offshore power park module communiceert en demonstreert de capaciteiten aan reactief vermogen van deze module aan de transmissienetbeheerder en stelt ze ter beschikking van de transmissienetbeheerder, zelfs als deze capaciteiten

à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

CHAPITRE 4. — Exigences techniques complémentaires applicables aux dispositifs de protection et aux réglages correspondants

Art. 108. En application de l'article 36, du code de réseau européen HVDC, les paramètres des différents modes de contrôle-commande et des réglages des protections du système HVDC peuvent être modifiés dans la station de conversion HVDC.

Le système HVDC doit être équipé d'une méthode sécurisée empêchant les changements non désirés et non prévus desdits paramètres.

Art. 109. Les exigences techniques complémentaires fixées aux articles 60 et 61 en matière de protection sont également applicables pour les nouveaux systèmes HVDC et les nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

TITRE 6 — Exigences techniques complémentaires pour les unités en mer, raccordées en courant alternatif

CHAPITRE 1^{er}. — Exigences techniques complémentaires pour les unités de production d'électricité synchrones en mer

Art. 110. § 1^{er}. Conformément à l'article 6, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen RfG, et sous réserve des exigences techniques générales exhaustives découlant des articles 13 à 16, du code de réseau européen RfG et des exigences techniques générales exhaustives applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type B (article 17, code de réseau européen RfG), type C (article 18, code de réseau européen RfG) et type D (article 19, code de réseau européen RfG) considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, et sans préjudice des dispositions sous le paragraphe 2, les exigences techniques complémentaires relatives aux unités de production d'électricité de types B, C et D considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, visées aux articles 82 à 87, et les exigences techniques complémentaires relatives aux unités de production d'électricité synchrones de types B, C et D considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, visées aux articles 88 à 91, s'appliquent également aux unités de production d'électricité synchrones en mer.

§ 2. Si le gestionnaire du réseau de transport constate un besoin pour le réseau de transport et justifie, que ce besoin nécessite l'application d'une exigence technique à une future unité de production d'électricité synchrone en mer, et compte tenu de l'impact que peut avoir cette exigence technique sur cette unité de production d'électricité synchrone en mer, le gestionnaire du réseau de transport communique suffisamment à l'avance les besoins et la justification de l'application de l'exigence technique à cette unité de production d'électricité synchrone en mer.

Cette communication peut également prendre la forme d'une consultation publique lorsque cette exigence technique est susceptible d'être appliquée à plusieurs unités de production d'électricité synchrones en mer considérées comme nouvelles conformément à l'article 36.

§ 3. Le propriétaire d'une unité de production d'électricité synchrone en mer existante communique et démontre les capacités de cette unité au gestionnaire du réseau de transport et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport, même si ces capacités sont supérieures aux exigences réglementaires applicables. Cette mise à disposition peut seulement être refusée pour des raisons techniques et économiques dûment justifiées.

Cette mise à disposition se fait selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

§ 4. Toute unité de production d'électricité synchrone en mer peut participer au plan de défense du réseau, conformément à l'article 31.

CHAPITRE 2. — Exigences techniques pour parcs non synchrones de générateurs en mer dont le ou les points de raccordement ne se trouvent pas en mer

Art. 111. Conformément à l'article 23, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen RfG, et sous réserve des exigences techniques générales exhaustives découlant des articles 13 à 16, du code de réseau européen RfG et des exigences techniques générales exhaustives applicables aux nouveaux parcs non-synchrones de générateurs de types B, C et D, découlant respectivement des articles 20, 21 et 22, du code de réseau européen RfG, les exigences d'application générale pour les nouveaux parcs non-synchrones de générateurs en mer dont le ou les points de raccordement de raccordement ne se trouvent pas en mer, sont celles reprises aux articles 112 à 123.

Le propriétaire du parc non-synchrone de générateurs en mer existant communique et démontre les capacités de puissance réactive de ce parc au gestionnaire du réseau de transport et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport, même si ces capacités sont

groter zijn dan de toepasselijke wettelijke vereisten. Deze terbeschikkingstelling mag alleen om grondig gemotiveerde technische en economische redenen worden geweigerd. Deze terbeschikkingstelling voltrekt zich overeenkomstig de modaliteiten vastgesteld in het relevant juridisch kader.

Iedere offshore power park module kan deelnemen aan het systeem-beschermingsplan, overeenkomstig artikel 31.

Afdeling 1. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot het werkspanningsbereik

Art. 112. Artikel 85, § 2, is van toepassing op offshore power park modules.

Afdeling 2. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot het werkfrequentiebereik

Art. 113. Artikel 83 is van toepassing op offshore power park modules.

Afdeling 3. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot het gedrag bij hoge windsnelheden

Art. 114. Overeenkomstig artikel 15, lid 6, *e*), van de Europese netcode RfG, worden de functionaliteiten en beperkingen aangaande de variatie van het actieve vermogen (oplopgrenzen), zowel in stijgende als dalende richting van de productie van actief vermogen voor de offshore power park module, vastgelegd tijdens het aanvraagproces voor aansluiting tussen de transmissienetbeheerder en de transmissienetgebruiker voor een bepaalde locatie zoals bepaald in het relevant juridisch kader, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de primaire energiebron en met de veiligheid van het systeem en de bevoorradingszekerheid. Deze functionaliteiten en beperkingen maken het mogelijk minimum- en maximumgrenzen in kW/sec op te leggen.

Art. 115. Zowel voor de nieuwe als de bestaande offshore power park modules deelt de transmissienetgebruiker aan de transmissienetbeheerder de meetgegevens van de wind op de gondelhoogte van ten minste twee turbines, afgesproken tussen de transmissienetgebruiker en de transmissienetbeheerder, de windrichting, de productie met de coördinaten met betrekking tot elke turbine en de mogelijke onbeschikbaarheden van elke turbine, mee en stelt hij deze gegevens ter beschikking aan de transmissienetbeheerder. De modaliteiten voor de mededeling van deze meetgegevens worden overeengekomen en vastgelegd in het relevant juridisch kader.

Afdeling 4. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de reductie van het actief vermogen

Art. 116. Overeenkomstig artikel 15, lid 2, *a*), van de Europese netcode RfG, is een power park module op verzoek van de netbeheerder in staat zijn actieve vermogen te kunnen verminderen tot een niveau dat is overeengekomen tussen de transmissienetgebruiker en de transmissienetbeheerder. Deze vermindering moet mogelijk zijn met een helling van 25% van $P_{\max}$ per minuut en zonder ont koppeling van het transmissienet. De transmissienetbeheerder laat zijn aanvraag voor vermindering vergezeld gaan met een activerings-/deactiveringssignaal en een referentiewaarde voor het aan de gebruiker gevraagde actieve vermogen.

Afdeling 5. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot LFSM-O en LFSM-U

Art. 117. Artikel 92, §§ 1 en 2, is van toepassing op de offshore power park module, respectievelijk voor LFSM-O en LFSM-U.

Afdeling 6. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de levering van reactief vermogen

Art. 118. § 1. De bepalingen van artikel 93, § 2, met betrekking tot power park modules type C of D zijn van toepassing op elke offshore power park module.

De transmissienetgebruiker deelt de capaciteit van de power park windmodule mee, toont deze aan en stelt ze ter beschikking aan de relevante transmissienetbeheerder, voor zover deze capaciteit groter is dan de voorgeschreven minimumeisen. Deze terbeschikkingstelling mag alleen om grondig gemotiveerde technische en economische redenen worden geweigerd. De terbeschikkingstelling voltrekt zich volgens de modaliteiten vastgesteld in het relevant juridisch kader. De reactiesnelheid in de capaciteitscurve wordt overeengekomen tijdens het aanvraagproces voor aansluiting tussen de transmissienetbeheerder en de transmissienetgebruiker voor een specifieke locatie, en wordt vastgelegd in het relevant juridisch kader.

supérieures aux exigences réglementaires applicables. Cette mise à disposition peut seulement être refusée pour des raisons techniques et économiques dûment justifiées. Cette mise à disposition se fait selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

Tout parc non-synchrone de générateurs en mer peut participer au plan de défense du réseau, conformément à l'article 31.

Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires relatives à la plage opérationnelle de tension

Art. 112. L'article 85, § 2, s'applique aux parcs non-synchrones de générateurs en mer.

Section 2. — Exigences techniques complémentaires relatives à la plage opérationnelle de fréquence

Art. 113. L'article 83 s'applique aux parcs non-synchrones de générateurs en mer.

Section 3. — Exigences techniques complémentaires relatives au comportement pendant des vitesses de vent élevées

Art. 114. En application de l'article 15, paragraphe 6, *e*), du code de réseau européen RfG, les fonctionnalités et limitations en termes de taux de variation de la puissance active (limites de rampe) aussi bien dans le sens d'une hausse que d'une baisse de la production de puissance active pour le parc non-synchrone de générateurs en mer sont convenues lors du processus de demande de raccordement entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport pour un site spécifique et tel que prévu dans le cadre juridique pertinent, en tenant compte des spécificités de la source d'énergie primaire, et de la sécurité du système et des besoins en termes de sécurité d'approvisionnement. Ces fonctionnalités et limitations permettent l'imposition de limites minimale et maximale en kW/sec.

Art. 115. Pour les parcs non-synchrones de générateurs en mer nouveaux qu'existants, l'utilisateur du réseau de transport communique au gestionnaire du réseau de transport et met à disposition de ce dernier les données de mesure du vent à hauteur de la nacelle d'au moins deux turbines convenues entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport, la direction du vent, la production d'électricité avec les coordonnées relatives de chaque turbine et les éventuelles indisponibilités des turbines. Les modalités pour la communication de ces données sont convenues et fixées dans le cadre juridique pertinent.

Section 4. — Exigences techniques complémentaires relatives à la réduction de la puissance active

Art. 116. En application de l'article 15, paragraphe 2, *a*), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone doit être capable de réduire, à la demande du gestionnaire du réseau de transport, sa puissance active vers un niveau convenu entre l'utilisateur du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de transport. Cette réduction doit pouvoir être effectuée moyennant une pente de 25 % du $P_{\max}$ par minute et ce sans déconnexion du réseau de transport. Le gestionnaire du réseau de transport accompagne sa demande de réduction d'un signal d'activation/désactivation et une consigne de la puissance active demandée à l'utilisateur du réseau de transport.

Section 5. — Exigences techniques complémentaires relatives au LFSM-O et LFSM-U

Art. 117. L'article 92, §§ 1^{er} et 2, s'appliquent au parc non-synchrone de générateurs en mer, respectivement pour le LFSM-O et le LFSM-U.

Section 6. — Exigences techniques complémentaires relatives à la fourniture de puissance réactive

Art. 118. § 1^{er}. Les dispositions de l'article 93, § 2, relatives aux parcs non-synchrones de générateurs de type C ou D s'appliquent au parc non-synchrone de générateurs en mer.

L'utilisateur de réseau de transport communique la capacité du parc non-synchrone de générateurs de type éolienne, la démontre et la met à disposition de gestionnaire du réseau de transport compétent, pour autant que cette capacité soit supérieure aux exigences minimum prescrites. Cette mise à disposition peut seulement être refusée pour des raisons techniques et économiques dûment justifiées. Cette mise à disposition se fait selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent. La vitesse de réaction dans la courbe de capacité est convenue lors du processus de demande de raccordement entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport lors du processus de demande de raccordement pour un site spécifique et fixée dans le cadre juridique pertinent.

§ 2. In het geval van een ongewilde of geplande onbeschikbaarheid van een eenheid in een power park windmodule, stelt de transmissienetgebruiker de transmissienetbeheerder in kennis van de hieruit voortvloeiende Pref, uitgedrukt als een percentage van $P_{\max}$.

Afdeling 7. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de spanningsstabiliteit en/of de regeling van reactief vermogen

Art. 119. Artikel 93, § 1, is van toepassing op elke offshore power park module.

Afdeling 8. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de afschakeling van het net

Art. 120. Artikel 85, § 1, is van toepassing op elke offshore power park module.

Afdeling 9. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de fault-ride-through-capaciteit

Art. 121. Artikel 94, §§ 1 en 3, is van toepassing op elke offshore power park.

Afdeling 10. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de reactieve stroominjectie in geval van symmetrische kortsluiting

Art. 122. Artikel 93, § 3, is van toepassing op elk offshore power park module.

Afdeling 11. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot het herstel van actief vermogen na een storing

Art. 123. Overeenkomstig artikel 20, lid 3, van de Europese netcode RfG is elke offshore power park module in staat het actief vermogen te herstellen. De parameters van deze functionaliteit en de activering ervan worden voor een specifieke locatie overeengekomen tussen de transmissienetbeheerder en de transmissienetgebruiker in het relevant juridisch kader.

HOOFDSTUK 3. — Aanvullende technische eisen voor offshore power park modules waarvan het of de aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden

Art. 124. Bij toepassing van de artikelen 24 tot 28, van de Europese netcode RfG, zijn de aanvullende technische eisen voor de nieuwe power park modules waarvan het aansluitingspunt zich op zee bevindt, opgenomen in de artikelen 125 tot 135.

Indien de transmissienetbeheerder een nood voor het net vaststelt en aantoon dat deze nood de toepassing van een technische vereiste voor een toekomstig offshore power park module noodzaakt waarvan het (de) aansluitingspunt(en) op zee ligt (liggen), en rekening houdend met de impact deze technische eis kan hebben op deze offshore power park modules, communiceert de transmissienetbeheerder deze noden en de motivering voor de toepassing van deze technische eis op deze offshore power park modules voldoende op voorhand. Deze communicatie kan ook de vorm aannemen van een publieke consultatie wanneer deze technische eis van toepassing kan zijn voor meerdere offshore power park modules.

De eigenaar van een bestaande offshore power park module waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden deelt de mogelijkheden van deze module mee, demonstreert ze en stelt ze ter beschikking aan de transmissienetbeheerder, zelfs als deze mogelijkheden groter zijn dan de toepasselijke wettelijke vereisten. Deze terbeschikkingstelling mag alleen om grondig gemotiveerde technische en economische redenen worden geweigerd. Deze terbeschikkingstelling voltrekt zich volgens de modaliteiten vastgesteld in het relevant juridisch kader.

Elke offshore power park module kan deelnemen aan het systeem-beschermingsplan, overeenkomstig artikel 31.

Afdeling 1. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot het werkspanningsbereik

Art. 125. Bij toepassing van artikel 25, lid 1, van de Europese netcode RfG en onverminderd artikel 14, lid 3, a) en artikel 16, lid 3, a), van dezelfde netcode en de looptijden die zijn vastgesteld in tabel 10 vermeld in het voornoemde artikel 25, lid 1, is een offshore power park module aangesloten op wisselstroom in staat aangesloten te blijven op het transmissienet en binnen de spanningsbereiken van het transmissienet op het aansluitingspunt te blijven werken, uitgedrukt als de spanning op het aansluitingspunt, gebaseerd op de referentiespanning 1 pu van minder dan 300 kV, gedurende 20 minuten voor het spanningsbereik tussen 1.118 pu en 1.15 pu.

§ 2. En cas d'indisponibilité, accidentelle ou planifiée, de générateurs dans un parc non-synchrone de générateurs, l'utilisateur du réseau de transport notifie au gestionnaire du réseau de transport le Pref qui en résulte et qui est exprimé en un pourcentage du $P_{\max}$.

Section 7. — Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension et au réglage de la puissance réactive

Art. 119. L'article 93, § 1^{er}, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer.

Section 8. — Exigences techniques complémentaires relatives à la déconnexion du réseau

Art. 120. L'article 85, § 1^{er}, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer.

Section 9. — Exigences techniques complémentaires relatives à la tenue aux creux de tension

Art. 121. L'article 94, §§ 1^{er} et 3, s'applique aux parcs non-synchrones de générateurs en mer.

Section 10. — Exigences techniques complémentaires relatives à l'injection de courant réactif en cas de défaut symétrique

Art. 122. L'article 93, § 3, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer.

Section 11. — Exigences techniques complémentaires relatives au rétablissement de la puissance active après défaut

Art. 123. En application de l'article 20, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, tout parc de générateurs en mer est capable de rétablir la puissance active. Les paramètres de cette fonctionnalité et son activation sont convenus entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport pour un site spécifique et fixés dans le cadre juridique pertinent.

CHAPITRE 3. — Exigences techniques pour les parcs non synchrones de générateurs en mer dont le ou les points de raccordement se trouve(nt) en mer

Art. 124. En application des articles 24 à 28, du code de réseau européen RfG, les exigences techniques complémentaires pour les nouveaux parcs non-synchrones de générateurs dont le ou les points de raccordement se trouve(nt) en mer, sont reprises aux articles 125 à 135.

Si le gestionnaire du réseau de transport constate un besoin pour le réseau de transport et justifie que ce besoin nécessite l'application d'une exigence technique pour un futur parc non-synchrone de générateurs en mer dont le ou les points de raccordement se trouve(nt) en mer, et compte tenu de l'impact que peut avoir cette exigence technique sur ledit parc non-synchrone de générateurs en mer, le gestionnaire du réseau de transport communique les besoins et la justification de l'application de l'exigence technique audit parc non-synchrone de générateurs en mer suffisamment en avance. Cette communication peut également prendre la forme d'une consultation publique lorsque cette exigence technique est susceptible d'être appliquée à plusieurs parcs non-synchrones de générateurs en mer.

Le propriétaire du parc non-synchrone de générateurs en mer existant dont le ou les points de raccordement se trouve(nt) en mer communique les capacités de ce parc, démontre ses capacités et les met à disposition au gestionnaire du réseau de transport, même si ces capacités sont supérieures aux exigences réglementaires applicables. Cette mise à disposition peut seulement être refusée pour des raisons techniques et économiques sérieuses dûment justifiées. Cette mise à disposition se fait selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

Tout parc non-synchrone de générateurs en mer peut participer au plan de défense du réseau, conformément à l'article 31.

Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires relatives à la plage opérationnelle de tension

Art. 125. En application de l'article 25, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen RfG, et sans préjudice de l'article 14, paragraphe 3, a), et de l'article 16, paragraphe 3, a), du même code de réseau et des durées définies dans le tableau 10 mentionné à l'article 25, paragraphe 1^{er}, précité, un parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif est capable de rester connecté au réseau de transport et de fonctionner dans les plages de tension du réseau de transport au point de raccordement, exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension de référence 1 pu de moins de 300 kV, pour une durée de 20 minutes pour la plage de tension entre 1.118 pu – 1.15 pu.

Afdeling 2. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot het werkfrequentiebereik

Art. 126. Overeenkomstig artikel 24, van de Europese netcode RfG, is een AC-aangesloten offshore power park module in staat om, binnen het evenwichtsgebied, minimaal in synchrone modus te werken met het transmissienet binnen de frequentiebereiken en tijdsduren vermeld in artikel 83, § 1, met dien verstande dat voor het frequentiebereik van 48,5 Hz - 49,0 Hz de duur onbegrensd is.

Afdeling 3. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot het gedrag gedurende hoge windsnelheden

Art. 127. Artikel 114 is van toepassing op elke offshore power park module waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden

Afdeling 4. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de reductie van het actief vermogen

Art. 128. Artikel 83, § 8, is van toepassing op elke offshore power park module waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden.

Afdeling 5. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot LFSM-O en LFSM-U

Art. 129. Artikel 92, §§ 1 en 2, is van toepassing op elke offshore power park module waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden.

Afdeling 6. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de levering van reactief vermogen

Art. 130. Artikel 93, § 2, is van toepassing op elke offshore power park module waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden.

Afdeling 7. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de spanningsstabiliteit en regeling reactief vermogen

Art. 131. Artikel 119 is van toepassing op elke offshore power park modules waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden.

Afdeling 8. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de ontkoppeling van het net

Art. 132. Artikel 85, § 1, is van toepassing op elke offshore power park module waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden.

Afdeling 9. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de fault-ride-through-capaciteit

Art. 133. Artikel 94, §§ 1 en 3, is van toepassing op elke offshore power park modules aangesloten waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden.

Afdeling 10. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot de injectie van reactief vermogen in geval van symmetrische kortsluiting

Art. 134. Artikel 93, § 3, is van toepassing op elke offshore power park module waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden.

Afdeling 11. — Aanvullende technische eisen met betrekking tot het herstel van actief vermogen na een storing

Art. 135. Het artikel 123 is van toepassing op elke offshore power park module waarvan het (of de) aansluitingspunt(en) zich op zee bevinden.

TITEL 7 — Vrijstellingen

Art. 136. Een of meerdere in titel 3 van boek 6 vastgestelde technische eisen zijn niet toepasselijk op de aansluitingsinstallaties of installatie van systeemgebruikers, beschouwd als nieuw overeenkomstig artikel 36, wanneer de CREG beslist om bepaalde categorieën van nieuwe aansluitingsinstallaties of van systeemgebruikers vrij te stellen van deze technische eisen, op collectieve wijze, of om een nieuwe aansluitingsinstallatie of een installatie van een systeemgebruiker op individuele wijze vrij te stellen. Dit gebeurt overeenkomstig de afwijkingsprocedure die wordt beschreven in artikel 7, derde lid en in de Europese netcodes RfG, DCC en HVDC. Deze afwijkingsprocedure wordt naar analogie, ook toegepast op de asynchrone energieopslagfaciliteiten.

Section 2. — Exigences techniques complémentaires relatives à la plage opérationnelle de fréquence

Art. 126. En application de l'article 24, du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif, dans la zone d'équilibre, est capable d'au minimum fonctionner en mode synchrone avec le réseau de transport dans les plages de fréquence et pendant les durées mentionnées à l'article 83, § 1^{er}, étant entendu que pour la plage de tension de 48,5 Hz - 49,0 Hz, la durée est illimitée.

Section 3. — Exigences techniques complémentaires relatives au comportement pendant des vitesses de vent élevées

Art. 127. L'article 114 s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 4. — Exigences techniques complémentaires relatives à la réduction de la puissance active

Art. 128. L'article 83, § 8, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 5. — Exigences techniques complémentaires relatives au LFSM-O et LFSM-U

Art. 129. L'article 92, §§ 1^{er} et 2, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 6. — Exigences techniques complémentaires relatives à la fourniture de puissance réactive

Art. 130. L'article 93, § 2, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 7. — Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension et au réglage de la puissance réactive

Art. 131. L'article 119 s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 8. — Exigences techniques complémentaires relatives à la déconnexion du réseau

Art. 132. L'article 85, § 1^{er}, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 9. — Exigences techniques complémentaires relatives à la tenue aux creux de tension

Art. 133. L'article 94, §§ 1^{er} et 3, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé en mer.

Section 10. — Exigences techniques complémentaires relatives à l'injection de courant réactif et en cas de défaut symétrique

Art. 134. L'article 93, § 3, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 11. — Exigences techniques complémentaires relatives au rétablissement de la puissance active après défaut

Art. 135. L'article 123 s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

TITRE 7 — Exemptions

Art. 136. Une ou plusieurs des exigences techniques fixées dans le titre 3 du livre 6 ne sont pas applicables aux installations de raccordement ou aux installations d'utilisateurs de système, considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, lorsque la CREG décide d'exonérer certaines catégories de nouvelles installations de raccordement ou d'utilisateurs de système de ces exigences techniques, à titre collectif, ou d'exonérer une nouvelle installation de raccordement ou une installation d'utilisateur de système à titre individuel. Ceci se fait conformément à la procédure de dérogation décrite à l'article 7, alinéa 3 et dans les codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC. Cette procédure de dérogation est, par analogie, également appliquée aux installations de stockage d'énergie non-synchrone.

BOEK 8 – SPECIFIEKE MODALITEITEN TUSSEN DE TRANSMISSIENETBEHEERDER EN DE BEHEERDER VAN EEN PUBLIEK DISTRIBUTIENET OF EEN LOKAAL TRANSMISSIENET**TITEL 1 — *Verhouding van dit boek tot andere boeken van dit besluit***

Art. 137. Voor hun respectieve installaties bedoeld in artikel 35, § 3, 2° en 3°, eerbiedigen de beheerders van het publiek distributienet:

1° de bepalingen van dit boek;

2° de andere bepalingen in dit besluit die expliciet naar dit boek verwijzen;

3° de volgende artikelen, voor dewelke de publieke distributienetbeheerders worden gelijkgesteld aan de transmissienetgebruikers of systeemgebruikers, onverminderd de toepasselijke wetgeving op hen van toepassing uit hoofde van het gebruik van het transmissienet:

a) boek 3: de artikelen 18 tot 20;

b) boek 5: de artikelen 24 en 26 tot 28;

c) boek 9: de artikelen 154 en 155;

4° de bepalingen van de andere boeken waar deze van toepassing zijn op de publieke distributienetbeheerders in hun hoedanigheid van netbeheerder.

TITEL 2 — *Aanvullende technische eisen***HOOFDSTUK 1.- *Aanvullende technische eisen voor de uitrusting voor de gegevensuitwisseling***

Art. 138. De aanvullende technische eisen voor de uitrusting voor de gegevensuitwisseling zijn opgenomen in artikel 77.

HOOFDSTUK 2.- *Technische eisen op het vlak van spanning*

Art. 139. Onverminderd de technische eisen die voortvloeien uit de Europese netcodes en richtsnoeren, levert de transmissienetbeheerder aan de beheerder van het publieke distributienet en aan de beheerder van het lokaal transmissienet, overeenkomstig het relevant juridisch kader, een spanning op het verbindingspunt waarmee die beheerder kan voldoen aan de kwaliteitsnorm EN 50160.

Overeenkomstig artikel 20, van de netcode DCC mag het vastgelegd niveau van distorsie of fluctuatie van de netspanning op het interconnectiepunt niet afwijken van de vastgelegde waarden in artikel 40 van dit besluit.

HOOFDSTUK 3. — *Aanvullende technische eisen voor nieuwe installaties bedoeld in artikel 35, § 3, 2° en 3°*

Art. 140. Voor hun installaties bedoeld in artikel 35, § 3, 2°, 3° en 6°, beschouwd als nieuw overeenkomstig artikel 36, en onverminderd de naleving van de technische vereisten bepaald in de Europese netcodes en richtsnoeren, respecteren de beheerder van een publiek distributienet en de beheerder van een lokaal transmissienet:

1° de aanvullende algemene technische vereisten bepaald in de artikelen 141 tot 147, en

2° de aanvullende algemene en bijzondere technische vereisten die in voorkomend geval zijn afgesproken in het relevant juridisch kader tussen de transmissienetbeheerder en de beheerder van het publiek distributienet, in toepassing van die Europese netcodes en richtsnoeren.

Overeenkomstig de Europese netcodes DCC en RfG, en onverminderd de specificaties in boek 6 en 7 waarnaar in voorkomend geval de bepalingen van dit boek verwijzen, geven de artikelen 141 tot 147 aan dat de aanvullende eisen voor algemene toepassing voortvloeien uit een voorstel van vereisten van de transmissienetbeheerder in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder.

LIVRE 8 – MODALITES SPECIFIQUES ENTRE LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT ET LE GESTIONNAIRE D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION PUBLIC OU UN RESEAU DE TRANSPORT LOCAL**TITRE 1^{er} — *Relation du présent livre avec les autres livres du présent arrêté***

Art. 137. Pour leurs installations respectives visées à l'article 35, § 3, 2° et 3°, les gestionnaires de réseau public de distribution respectent :

1° les dispositions du présent livre ;

2° les autres dispositions du présent arrêté qui renvoient explicitement au présent livre ;

3° les dispositions suivantes pour lesquelles les gestionnaires de réseau publics de distribution sont assimilés à des utilisateurs du réseau de transport ou à des utilisateurs de système, sans préjudice de la législation leur étant applicable en raison de l'utilisation du réseau de transport :

a) livre 3 : les articles 18 à 20 ;

b) livre 5 : les articles 24 et 26 à 28 ;

c) livre 9: les articles 154 et 155 ;

4° les dispositions des autres livres celles-ci sont applicables aux gestionnaires de réseau public de distribution en leur qualité de gestionnaire de réseau.

TITRE 2 — *Exigences techniques complémentaires***CHAPITRE 1^{er}. — *Exigences techniques complémentaires pour les équipements d'échange d'informations***

Art. 138. Les exigences techniques complémentaires pour les équipements d'échange d'information sont reprises à l'article 77.

CHAPITRE 2. — *Exigences techniques en matière de tension*

Art. 139. Sans préjudice des exigences techniques découlant de codes de réseau et lignes directrices européens, le gestionnaire du réseau de transport fournit au gestionnaire de réseau public de distribution et au gestionnaire de réseau de transport local, conformément au cadre juridique pertinent, une tension au point d'interconnexion qui permet à ce gestionnaire de satisfaire à la norme de qualité EN 50160.

Conformément à l'article 20, du code de réseau européen DCC, le niveau déterminé de distorsion ou de fluctuation de la tension du réseau au point d'interconnexion ne peut pas dévier des valeurs déterminées à l'article 40 du présent arrêté.

CHAPITRE 3. — *Exigences techniques complémentaires pour les nouvelles installations visées à l'article 35, § 3, 2° et 3°*

Art. 140. Pour leurs installations visées à l'article 35, § 3, 2°, 3° et 6°, considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, et sans préjudice du respect des exigences techniques fixées dans les codes de réseaux et lignes directrices européens, le gestionnaire d'un réseau public de distribution et le gestionnaire d'un réseau de transport local respectent :

1° les exigences techniques générales complémentaires fixées aux articles 141 à 147, et

2° les exigences techniques générales et particulières complémentaires convenues dans le cadre juridique pertinent, le cas échéant, entre le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire de réseau public de distribution, en application des codes de réseaux et lignes directrices européens.

Conformément aux codes de réseaux européens DCC et RfG, et sans préjudice des spécifications aux livres 6 et 7 auxquelles les dispositions du présent livre renvoient le cas échéant, les articles 141 à 147 indiquent que les exigences d'application générale complémentaires découlent d'une proposition d'exigences du gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent.

*Afdeling 1. — Aanvullende technische eisen
op het vlak van reactief vermogen*

Art. 141. Overeenkomstig artikel 15, lid 1, *b)* en *c)*, van de Europese netcode DCC, beschikken de publieke distributienetten en het lokaal transmissienet aangesloten op een transmissienet, in hun netten over de nodige capaciteiten om in staat te zijn het functioneringspunt van hun verbindingspunt(en) in stationaire bedrijfstoestand te houden binnen een bereik van reactief vermogen dat gespecificeerd is op voorstel van de transmissienetbeheerder in zijn hoedanigheid van de relevante transmissienetbeheerder voor de regelzone, volgens de volgende voorwaarden:

1° het effectieve bereik van reactief vermogen voor de absorptie van reactief vermogen bedraagt niet meer dan 33% van het maximaal actief vermogen in opname of maximaal actief vermogen in injectie, waarbij de hoogste van de twee waarden in aanmerking wordt genomen, voor de absorptie van reactief vermogen (verbruik), indien de spanning op het verbindingspunt gelijk is aan of hoger dan 30 kV;

2° het effectieve bereik van reactief vermogen voor de absorptie van reactief vermogen bedraagt niet meer dan 21% van het maximaal actief vermogen in opname of van het maximaal actief vermogen in injectie, waarbij de hoogste van beide waarden in aanmerking wordt genomen, voor de absorptie van reactief vermogen (verbruik), indien de spanning op het verbindingspunt lager is dan 30 kV;

3° het effectieve bereik van reactief vermogen voor de levering van reactief vermogen ligt niet hoger dan 15% van het maximaal actief vermogen in afname of van het maximaal actief vermogen in injectie, waarbij de hoogste van beide waarden in aanmerking wordt genomen, voor de levering van reactief vermogen (productie), met dien verstande dat het maximaal actief vermogen in afname of het maximaal actief vermogen in injectie hetzelfde is aan de minimale actieve uitwisselingscapaciteit beschikbaar op het verbindingspunt, rekening houdend met de niet beschikbaarheden op die elementen van het net (N-1) indien de spanning op het verbindingspunt lager is dan 30 kV, hetzelfde gelijk aan het beschikbaar gesteld vermogen, indien de spanning op het verbindingspunt gelijk is of hoger dan 30 kV. De minimale actieve uitwisselingscapaciteit beschikbaar op het verbindingspunt en het beschikbaar gesteld vermogen worden beide opgenomen het relevant juridisch kader.

Deze capaciteiten dienen door de beheerder van een publiek distributienet of van een lokaal transmissienet aangetoond te worden bij de transmissienetbeheerder in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder voor de regelzone, voor een beperkt aantal vooraf bepaalde referentiescenario's die beschreven zijn in het relevant juridisch kader, maar sluiten voor wat de absorptie of de levering van reactieve vermogen geen operationele werking uit buiten de hogervermelde limieten.

Er kunnen andere limieten worden bepaald voor een specifiek verbindingspunt of een geheel van verbindingpunten op basis van een gezamenlijke analyse tussen de transmissienetbeheerder in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder voor de regelzone en een beheerder van het publiek distributienet, overeenkomstig artikel 15, lid 1, *c)*, van de Europese netcode DCC.

Bovendien, wanneer het gebruik van de beschikbare middelen, met inbegrip van de middelen voor regeling van elektriciteitsproductie-eenheden aangesloten respectievelijk op hun publiek distributienet of lokaal transmissienet, niet volstaat ter naleving van bovenstaand bereik van reactief vermogen en een investering nodig blijkt, wordt een gezamenlijke analyse gevoerd door de transmissienetbeheerder in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder voor de regelzone en een beheerder van het publiek distributienet of lokaal transmissienet om de oplossing te bepalen die het best beantwoordt met name aan de technische beperkingen en die optimaal is op economisch vlak, ook wel het globaal technisch economisch optimum genoemd waarvan de praktische modaliteiten voor implementering ervan worden bepaald in het relevant juridisch kader.

Art. 142. Elke vereiste, van de transmissienetbeheerder, dat de publieke distributienetten aangesloten op een transmissienet, de capaciteit hebben, op het aansluitingspunt, om geen reactievermogen (productie) (op de referentiespanning 1 pu) te leveren voor een actief vermogen van minder dan 25% van de maximale importcapaciteit overeenkomstig artikel 15, lid 2, van de Europese netcode DCC, dient verantwoord te worden door een analyse uitgevoerd samen met de distributienetbeheerder aangesloten op het transmissienet. Indien deze vereiste niet verantwoord is in het licht van de gezamenlijke analyse, komen de beheerder van het transmissienet en de beheerder van het distributienet aangesloten op het transmissienet overeen vereisten toe te passen overeenkomstig de besluiten van een gezamenlijke analyse.

*Section 1^{re}. — Exigences techniques complémentaires
en matière de puissance réactive*

Art. 141. Conformément à l'article 15, paragraphe 1^{er}, *b)* et *c)*, du code de réseau européen DCC, les réseaux publics de distribution et le réseau de transport local raccordés au réseau de transport disposent, dans leurs réseaux, des capacités nécessaires afin d'être capables de maintenir le point de fonctionnement de leur(s) point(s) d'interconnexion en régime permanent dans une plage de puissance réactive spécifiée sur proposition du gestionnaire du réseau de transport, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage, conformément aux conditions suivantes :

1° la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 33% de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de puissance réactive (consommation), si la tension au point d'interconnexion est égale à ou dépasse 30 kV ;

2° la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 21% de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de puissance réactive (consommation), si la tension au point d'interconnexion est inférieure à 30 kV ;

3° la plage effective de puissance réactive pour la fourniture de puissance réactive ne dépasse pas 15% de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour la fourniture de puissance réactive (production d'électricité), étant entendu que la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection est soit égale à la capacité d'échange active minimale disponible au point d'interconnexion, en tenant compte des indisponibilités sur les éléments de réseau (N-1) si la tension au point d'interconnexion est inférieure à 30 kV, soit égale à la puissance mise à disposition si la tension au point d'interconnexion est égale à ou dépasse 30 kV. La capacité d'échange active minimale disponible au point d'interconnexion ainsi que la puissance mise à disposition sont toutes deux reprises dans le cadre juridique pertinent.

Ces capacités doivent être démontrées par le gestionnaire d'un réseau public de distribution ou d'un réseau de transport local au gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage pour un nombre limité de scénarios de référence prédéfinis qui sont décrits dans le cadre juridique pertinent, mais n'exclut pas l'absorption ou la fourniture de puissance réactive en fonctionnement opérationnel en dehors des plages mentionnées ci-dessus.

D'autres limites peuvent être déterminées pour un point d'interconnexion spécifique ou un ensemble de points d'interconnexion sur base d'une analyse réalisée conjointement entre le gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage et le gestionnaire de réseau public de distribution, conformément à l'article 15, paragraphe 1^{er}, *c)*, du code de réseau européen DCC.

En outre, lorsque les moyens disponibles, incluant l'utilisation des moyens de réglage des unités de production d'électricité raccordée respectivement sur leur réseau public de distribution ou réseau de transport local, ne suffisent pas au respect de la plage de puissance réactive spécifiée ci-dessus et qu'un investissement s'avère nécessaire, une analyse conjointe entre le gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage et le gestionnaire de réseau public de distribution ou réseau de transport local sera réalisée, afin de déterminer la solution qui répond le mieux notamment aux contraintes techniques et qui est optimale sur le plan économique, principe également appelé optimum technico-économique global dont les modalités pratiques de mise en application sont précisées dans le cadre juridique pertinent.

Art. 142. Toute exigence, par le gestionnaire du réseau de transport, que les réseaux publics de distribution raccordés à un réseau de transport aient la capacité, au point de raccordement, de ne pas fournir de puissance réactive (production) (à la tension de référence 1 pu) pour une puissance active inférieure à 25% de la puissance maximale en soutirage conformément à l'article 15, paragraphe 2, du code de réseau européen DCC, doit être justifiée par une analyse réalisée conjointement avec le gestionnaire de réseau de distribution raccordé au réseau de transport. Si cette exigence n'est pas justifiée au vu de l'analyse conjointe, le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire de réseau de distribution raccordé au réseau de transport conviennent des exigences à appliquer conformément aux conclusions d'une analyse conjointe.

Afdeling 2. — Aanvullende technische eisen op het vlak van frequentie

Art. 143. In toepassing van artikel 12, lid 2, van de Europese netcode DCC wanneer de transmissienetbeheerder in zijn hoedanigheid van relevante transmissienetbeheerder met de beheerders van het publiek distributienet en de beheerders van lokale transmissie aangesloten op transmissienet grotere frequentiebereiken en langere minimale functioneringsduren overeenkomt dan wat is bepaald in artikel 73, nemen zij de behoeften van het elektriciteitssysteem van de regelzone en hun technisch haalbare frequentiebereik en hun vermogen langer verbonden te blijven dan wat is bepaald in artikel 73 in aanmerking.

Afdeling 3. — Aanvullende technische eisen betreffende de spanning op het verbindingspunt

Art. 144. Overeenkomstig artikel 13, lid 7, van de Europese netcode DCC, zijn de spanningsbereiken op de verbindingpunten en de duur tijdens dewelke elk van de installaties bedoeld in artikel 35, § 3, 2° en 3°, in staat zijn om verbonden te blijven de volgende:

Spanningsbereik	Duur	Plage de tension	Durée
0,90 pu – 1,118 pu	Onbeperkt	0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée

Deze spanningsbereiken zijn van toepassing op de volgende spanningsniveaus: 6 kV, 10 kV, 11 kV, 12 kV, 15 kV, 26 kV, 30 kV, 36 kV en 70 kV.

De hoogste waarde vervangt niet de weerstandscapaciteit aan de spanning van het materieel dat wordt vereist door bijlage 1, A en B.

Afdeling 4. — Aanvullende technische eisen op het vlak van kortsluiting

Art. 145. De aanvullende technische eisen op het vlak van kortsluiting zijn bepaald in artikel 75.

Afdeling 5. — Aanvullende technische eisen bij automatische ont koppeling bij lage spanning

Art. 146. Overeenkomstig artikel 19, lid 1, van de Europese netcode DCC zijn de criteria voor automatische ont koppeling, in het relevant juridisch kader vastgelegd in overeenstemming met het systeembeschermingsplan, gebaseerd op een combinatie van een waarde van laagspanning en een snelheid van frequentieschommeling.

Afdeling 6. — Aanvullende technische eisen bij blokkering van trappenschakelaars voor transformatoren

Art. 147. Overeenkomstig artikel 19, lid 3, van de Europese netcode DCC, is de transformator voor transformatie van de netspanning tussen het transmissienet en het publiek distributienet uitgerust met een blokkering van de trappenschakelaar.

Afdeling 7. — Aanvullende technische eisen bij herinschakeling van publieke distributienetten

Art. 148. Overeenkomstig artikel 19, lid 4, van de Europese netcode DCC, en onverminderd artikel 78, voldoen alle publieke distributienetten en de lokale transmissienetten aangesloten op een transmissienet aan de volgende vereisten wat betreft hun ont koppeling en herinschakeling:

1° in zijn hoedanigheid van de relevante transmissienetbeheerder voor de regelzone specificeert de transmissienetbeheerder in het relevant juridisch kader de voorwaarden waaronder het een publiek distributienet en lokaal transmissienet aangesloten op een transmissienet is toegestaan om opnieuw op het transmissienet in te schakelen na een afsluiting en waaronder de systemen voor automatische herinschakeling kunnen worden toegestaan;

2° de installaties bedoeld in artikel 35, § 3, eerste lid, 2°, kunnen van op afstand worden losgekoppeld van het transmissienet wanneer de relevante transmissienetbeheerder daarin voorziet in het relevant juridisch kader, in zijn hoedanigheid van transmissienetbeheerder bevoegd voor de regelzone. In dat geval is de ont koppeling effectief binnen tien minuten, tenzij een andere termijn is bepaald bij het ontwerp van een bijzondere verbinding.

Section 2. — Exigences techniques complémentaires en matière de fréquence

Art. 143. En application de l'article 12, paragraphe 2, du code de réseau européen DCC, lorsque le gestionnaire du réseau de transport convient en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent avec les gestionnaires de réseau public de distribution et les gestionnaires de transport local raccordés au réseau de transport de plages de fréquences plus larges et de durées de fonctionnement minimales plus longues par rapport à celles définies à l'article 73, ils prennent en considération les besoins du système électrique de la zone de réglage, leur plage de fréquence techniquement faisable et leurs capacités de rester connectés au réseau au-delà de ce qui est prévue à l'article 73.

Section 3. — Exigences techniques complémentaires relatives à la tension au point d'interconnexion

Art. 144. Conformément à l'article 13, paragraphe 7, du code de réseau européen DCC, les plages de tension aux points d'interconnexion et la durée pendant laquelle chacune des installations visées à l'article 35, § 3, 2° et 3°, sont capables de rester connectées, sont les suivantes :

Les niveaux de tension auxquelles ces plages de tension s'appliquent sont les suivantes : 6 kV, 10 kV, 11 kV, 12 kV, 15 kV, 26 kV, 30 kV, 36 kV et 70 kV.

La valeur supérieure ne remplace pas la capacité de tenue en tension du matériel qui est exigée par l'annexe 1, A et B.

Section 4. — Exigences techniques complémentaires en matière de court-circuit

Art. 145. Les exigences techniques complémentaires en matière de court-circuit sont définies à l'article 75.

Section 5. — Exigences techniques complémentaires en matière de déconnexion automatique en fréquence basse

Art. 146. Conformément à l'article 19, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen DCC, les critères de déconnexion automatiques sont définis dans le cadre juridique pertinent conformément au plan de défense du réseau, sur base d'une combinaison d'une valeur de fréquence basse et d'une vitesse de variation de la fréquence.

Section 6. — Exigences techniques complémentaires en matière de blocage des régulateurs en charge de transformateur

Art. 147. Conformément à l'article 19, paragraphe 3, du code de réseau européen DCC, le transformateur transformant la tension du réseau entre le réseau de transport et le réseau public de distribution, est muni d'un blocage régulateur en charge.

Section 7. — Exigences techniques complémentaires en matière de reconnexion des réseaux publics de distribution

Art. 148. Conformément à l'article 19, paragraphe 4, du code de réseau européen DCC, et sans préjudice de l'article 78, tous les réseaux publics de distribution et les réseaux de transport local raccordés à un réseau de transport satisfont aux exigences suivantes en ce qui concerne leur déconnexion ou leur reconnexion :

1° dans sa capacité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage, le gestionnaire du réseau de transport spécifie dans le cadre juridique pertinent les conditions dans lesquelles un réseau public de distribution et un réseau de transport local raccordé à un réseau de transport est autorisé à se reconnecter au réseau de transport après une déconnexion et dans lesquelles les systèmes de reconnexion automatique peuvent être autorisés ;

2° les installations visées à l'article 35, § 3, alinéa 1^{er}, 2°, sont déconnectables à distance du réseau de transport lorsque le gestionnaire du réseau de transport compétent le prévoit dans le cadre juridique pertinent en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage. Dans ce cas, la déconnexion est effective dans les dix minutes, sauf si un autre délai est prévu dans la phase de conception d'un raccordement spécial.

TITEL 3 — Betrekkingen in het kader van het beheer van de energiemarkt en de facturatie

Art. 149. Wanneer de transmissienetbeheerder kennisgeeft van de opschorting van het statuut van evenwichtsverantwoordelijke deelt de transmissienetbeheerder dit onmiddellijk mee aan de betrokken netbeheerder of netbeheerders van het publiek distributienet en het lokaal transmissienet die alle nodige maatregelen neemt of nemen om de betrokken toegangshouders op de hoogte te brengen.

BOEK 9 – METEROPNAMES EN METINGEN

Art. 150. Voor de toepassing van dit boek zijn de meetuitrustingen de uitrustingen waarop de transmissienetbeheerder een controle dient uit te oefenen om de exploitatie van het transmissienet, en de financiële afwikkeling na uitvoering van zijn taken te verzekeren, alsook om zijn wettelijke verplichtingen na te komen.

Art. 151. De meetuitrustingen en hun onderdelen voldoen aan de vereisten van de toepasselijke Belgische en internationale normen.

Art. 152. De transmissienetbeheerder schrijft de in de gedragscode vermelde meetuitrustingen en hun technische karakteristieken in het register der meetuitrustingen in, wanneer de meetuitrustingen, gebruikt voor de metingen bedoeld in dit boek, overeenkomstig dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving zijn.

Deze inschrijving bevestigt, tot bewijs van het tegendeel, de conformiteit van de meetuitrustingen met dit besluit en/of de toepasselijke wetgeving op het ogenblik van de inschrijving.

De transmissienetbeheerder verwijdt uit het register der meetuitrustingen de meetuitrustingen die niet meer in de gedragscode vermeld zijn.

Art. 153. Tenzij anders bepaald in de toepasselijke wetgeving preciseerd de transmissienetbeheerder de technische criteria waaraan de in de gedragscode vermelde meetuitrustingen moeten voldoen, onder meer:

- 1° de toepasselijke normen;
- 2° de te meten grootheden en de gebruikte eenheden;
- 3° de periodiciteit van de metingen;
- 4° de nauwkeurigheid van de metingen;
- 5° in voorkomend geval, de ontdubbeling van de meetuitrustingen.

Art. 154. De transmissienetbeheerder bepaalt op objectieve, transparante en niet discriminerende wijze de procedures met betrekking tot de in de gedragscode vermelde meetuitrustingen die de transmissienetbeheerder en de transmissienetgebruiker in gebruik nemen en brengt deze onverwijld aan de CREG ter kennis.

Art. 155. Elke persoon, met inbegrip van de transmissienetgebruiker, die de installaties waar zich de meetuitrustingen bevinden, betreedt, is onder meer verantwoordelijk voor de naleving van de vertrouwelijkheid van de meetgegevens waartoe deze personen toegang kunnen hebben.

De toegang tot de meetuitrustingen mag niet tot gevolg hebben dat de veiligheid van het net wordt verstoord, noch dat schade aan personen of goederen wordt toegebracht.

Art. 156. De ijking van de meters van de transmissienetbeheerder wordt uitgevoerd door een organisme dat de "Belac" of een daaraan gelijkwaardige kwalificatie bezit op basis van een door de transmissienetbeheerder opgesteld bestek.

Elke geïnteresseerde persoon kan een exemplaar van dit bestek verkrijgen middels een aanvraag daartoe gericht aan de transmissienetbeheerder.

BOEK 10 – SLOTBEPALINGEN

Art. 157. De niet-naleving van de bepalingen van artikel 10, alsook van artikel 48 met betrekking tot de mededeling van informatie aan de transmissienetbeheerder wordt gestraft met een gevangenisstraf van acht dagen en een geldboete van vijftig tot vierhonderdvijfennegentig euro en negenenzeventig cent of met één van deze straffen alleen.

Iedere niet-geautoriseerde toegang door de transmissienetbeheerder tot de installaties van de transmissienetgebruiker of, desgevallend, van iedere andere systeemgebruiker, overeenkomstig de bepalingen van artikel 19 en 20 en desgevallend van de procedures uitgewerkt door de transmissienetbeheerder, wordt gestraft met een gevangenisstraf van

TITRE 3 — Relations dans le cadre de la gestion du marché de l'énergie et de la facturation

Art. 149. Lorsque le gestionnaire du réseau de transport notifie la suspension du statut de responsable d'équilibre, il en informe immédiatement le ou les gestionnaires de réseau public de distribution et le réseau de transport local concernés qui prend ou prennent toutes les dispositions nécessaires pour informer les détenteurs d'accès concernés.

LIVRE 9 – COMPTAGES ET MESURES

Art. 150. Les équipements de mesure aux fins de la présente partie sont les équipements sur lesquels le gestionnaire du réseau de transport doit exercer un contrôle en vue d'assurer l'exploitation du réseau de transport, les règlements financiers consécutifs à l'exercice de ses missions, ainsi que pour répondre à ses obligations légales.

Art. 151. Les équipements de mesure et leurs composants répondent aux exigences des normes belges et internationales applicables.

Art. 152. Le gestionnaire du réseau de transport inscrit les équipements de mesure visés dans le code de bonne conduite, et leurs spécificités techniques dans le registre des équipements de mesure lorsque les équipements de mesure utilisés pour les mesures visées au présent livre sont conformes au présent arrêté et/ou à la législation applicable.

Cette inscription atteste, jusqu'à preuve du contraire, de la conformité des équipements de mesure au présent arrêté et/ou à la législation applicable au moment de l'inscription.

Le gestionnaire du réseau de transport retire du registre des équipements de mesures les équipements de mesure qui ne sont plus visés dans le code de bonne conduite.

Art. 153. A moins que la législation applicable n'en dispose autrement, le gestionnaire du réseau de transport détermine les critères techniques auxquels les équipements de mesure, visés dans le code de bonne conduite, doivent être conformes, notamment :

- 1° les normes applicables ;
- 2° les grandeurs à mesurer et les unités employées ;
- 3° la périodicité des mesures ;
- 4° la précision des mesures ;
- 5° le cas échéant, le dédoublement des équipements de mesure.

Art. 154. Le gestionnaire du réseau de transport détermine de manière objective, transparente et non discriminatoire les procédures relatives aux équipements de mesure visés dans le code de bonne conduite, que le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport mettent en œuvre et notifie celles-ci sans délai à la CREG.

Art. 155. Toute personne, y compris l'utilisateur du réseau de transport, qui accède aux installations où se trouvent des équipements de mesure est responsable notamment du respect de la confidentialité des données de mesure auxquelles cet utilisateur du réseau de transport ou ces autres personnes peuvent avoir accès.

L'accès aux équipements de mesure ne peut pas avoir pour conséquence de perturber la sécurité du réseau, ni ne peut engendrer des dommages aux personnes ou aux biens.

Art. 156. L'étalonnage des compteurs du gestionnaire du réseau de transport est effectué par un organisme ayant la qualification « Belac » ou une qualification équivalente sur base d'un cahier des charges établi par le gestionnaire du réseau de transport.

Toute personne intéressée peut, moyennant une demande adressée au gestionnaire du réseau de transport obtenir un exemplaire de ce cahier des charges.

LIVRE 10 – DISPOSITIONS FINALES

Art. 157. Le non-respect des dispositions de l'article 10, ainsi que de l'article 48 relatif à la communication des informations au gestionnaire du réseau de transport est sanctionné par une peine d'emprisonnement de huit jours et une amende de cinquante à quatre cent nonante-cinq euros et septante-neuf cents ou d'une de ces peines seulement.

Tout accès non autorisé du gestionnaire du réseau de transport aux installations de l'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, de tout autre utilisateur de système, conformément aux dispositions des articles 19 et 20 et le cas échéant de procédures établies par le gestionnaire du réseau de transport, est sanctionné par une peine

acht dagen en een geldboete van vierhonderdvijfennegentig euro en negenenzeventig cent of met één van deze straffen alleen.

Art. 158. Het koninklijk besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, gewijzigd bij het koninklijk besluit van 13 juni 2021, wordt opgeheven.

Art. 159. De minister bevoegd voor Energie is belast met de uitvoering van dit besluit.

Gegeven te Brussel, 29 november 2024.

FILIP

Van Koningswege :

De Minister van Economie,
P.-Y. DERMAGNE

De Minister van Sociale zaken en Volksgezondheid,
F. VANDENBROUCKE

De Minister van Binnenlandse Zaken,
A. VERLINDEN

De Minister van Energie,
T. VAN DER STRAETEN

d'emprisonnement de huit jours et une amende de quatre cent nonante-cinq euros et septante-neuf cents ou d'une de ces peines seulement.

Art. 158. L'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, modifié par l'arrêté royal du 13 juin 2021, est abrogé.

Art. 159. Le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.

Donné à Bruxelles, le 29 novembre 2024.

PHILIPPE

Par le Roi :

Le Ministre de l'Économie,
P.-Y. DERMAGNE

Le Ministre des Affaires sociales et de la Santé publique,
F. VANDENBROUCKE

La Ministre de l'Intérieur,
VERLINDEN

La Ministre de l'Énergie,
T. VAN DER STRAETEN