



www.qbz.gov.al

FLETORJA ZYRTARE E REPUBLIKËS SË SHQIPËRISË



Viti: 2018 – Numri: 93

Botim i Qendrës së Botimeve Zyrtare

Tiranë – E premte, 22 qershor 2018

PËRMBAJTJA

	Faqe
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 129, datë 4.6.2018	Mbi miratimin e Kodit të Rrjetit mbi kërkesat për lidhjen me rrjetin e gjeneruesve..... 5863
Vendim i Entit Rregullator të Energjisë nr. 130, datë 4.6.2018	Mbi fillimin e procedurave për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë “Furnizuesi i Tregut të Lirë” sh.a. (“FTL” sh.a.), për licencim në veprimtarinë e tregtimit të energjisë elektrike..... 5994

**VENDIM****Nr. 129, datë 4.6.2018****MBI MIRATIMIN E KODIT TË RRJETIT
MBI KËRKESAT PËR LIDHJEN ME
RRJETIN E GJENERUESVE**

Në mbështetje të neneve 16 dhe 23, germa “b”, të ligjit nr. 43/2015, “Për sektorin e energjisë elektrike”, i ndryshuar; nenit 26 të “Rregullores për organizimin, funksionimin dhe procedurat e ERE-s”, miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 96, datë 17.6.2016, si dhe parashikimeve të vendimit nr. 2018/03/PHLG-EnC, datë 12.1.2018 të Grupit të Përhershëm të Nivelit të Lartë të Komunitetit të Energjisë, bordi i ERE-s, në mbledhjen e tij të datës 4.6.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga drejtoritë teknike, mbi miratimin e Kodit të Rrjetit mbi kërkesat për lidhjen me rrjetin të gjeneruesve,

dhe duke marrë në konsideratë:

- Se Shqipëria është anëtare e Sekretariatit të Energjisë që nga data 1.7.2006;
- Rregulloren e (BE) nr. 714/2009, të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit Evropës;
- Kërkesat e Rregullores së Komisionit (KE) 2016/631 e datës 14 prill 2016 të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit Evropës;
- Vendimin nr. 2018/03/PHLG-EnC, datë 12.1.2018 të Grupit të Përhershëm të Nivelit të Lartë të Komunitetit të Energjisë;
- Parashikimet e ligjit nr. 43/2015, “Për sektorin e energjisë elektrike”, i ndryshuar;
- Certifikimin e Operatorit të Sistemit të Transmetimit të energjisë elektrike OST sh.a.;
- Operatori i Sistemit të Transmetimit të energjisë elektrike OST sh.a., është anëtar me të drejta të plota i ENTSO-E;
- Sipas Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë, ky Kod duhet të transpozohet pa ndryshuar tekstin apo strukturën e tij. Dispozitat e këtij Kodi do të

prevalojnë ndaj Kodit të Transmetimit miratuar me vendimin nr. 186, datë 10.11.2017, të bordit të ERE-s dhe çdo akti tjetër rregullator i sektorit të energjisë;

- Sa më sipër, bordi i ERE-s me vendimin nr. 100, datë 30.4.2018, filloi procedurën për miratimin e Kodit të Rrjetit mbi kërkesat për lidhjen me rrjetin të gjeneruesve”;

- Në vijim të vendimmarrjes së sipërcituar, ERE, me shkresën nr. 50/25 prot., datë 7.5.2018, bëri njoftimin në medien e shkruar për fillimin e procedurës dhe me shkresën nr. 383 prot., datë 11.5.2018, bëri me dije palët e interesit, për vendimin e fillimit të procedurës për këtë Kod.

Për gjithë sa më sipër, bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të miratojë Kodin e Rrjetit mbi kërkesat për lidhjen me rrjetin të gjeneruesve. (Bashkëlidhur në gjuhën origjinale angleze dhe në shqip.)

2. Për të njëjtat parashikime, dispozitat e këtij Kodi do të prevalojnë ndaj Kodit të Transmetimit, miratuar me vendimin nr. 186, datë 10.11.2017, të bordit të ERE-s dhe çdo akti tjetër rregullator në sektorin e energjisë elektrike.

3. Versioni në gjuhën e origjinës (anglisht), ka përparësi në rast mosdakordësie në interpretim nga palët.

4. Drejtoria Juridike dhe e Mbrojtjes së Konsumatorit të njoftojë të interesuarit për vendimin e bordit të ERE-s.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë.

Ky vendim botohet në Fletoren Zyrtare.

Ky vendim mund të ankimohet në Gjykatën Administrative Tiranë, brenda 30 ditëve kalendarike nga botimi në Fletoren Zyrtare.

**KRYETARI
Petrit Ahmeti**

**RREGULLORJA E KOMISIONIT (KE) 2016/631****më 14 prill 2016****themelon këtë Kod Rrjeti mbi kërkesat për lidhjen me rrjetin të gjeneruesve****KOMISIONI EVROPIAN**

Duke pasur parasysh Traktatin mbi Funksionimin e Bashkimit Evropian,

Duke pasur parasysh Rregulloren (BE) nr. 714/2009 të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit të 13 korrikut 2009 mbi kushtet për qasje në rrjet për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë elektrike dhe shfuqizimin e Rregullores (EC) nr. 1228/2003, dhe në veçanti nenin 6 (11) të saj:

1. Përfundimi i shpejtë i një tregu të brendshëm të energjisë, të interkonektuar dhe plotësisht funksional, është vendimtar për ruajtjen e sigurisë së furnizimit me energji, duke rritur konkurrencën dhe siguruar që të gjithë konsumatorët mund të blejnë energji me çmime të përballueshme.

2. Rregullorja (KE) nr. 714/2009 përcakton rregulla jodiskriminuese që rregullojnë qasjen në rrjet për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë me qëllim sigurimin e funksionimit të duhur të tregut të brendshëm të energjisë elektrike. Për më tepër, neni 5 i direktivës 2009/72 / EC i Parlamentit Evropian dhe i Këshillit kërkon që Palët Kontraktuese ose, ku Palët Kontraktuese e kanë miratuar në këtë mënyrë, autoritetet rregullatore të sigurojnë, ndër të tjera, se janë hartuar rregulla teknike objektive dhe jodiskriminuese të cilat krijojnë dizajnin dhe kërkesat minimale teknike të operimit për lidhjen me sistemin. Ku kërkesat paraqesin termat dhe kushtet për kyçje në rrjetet kombëtare, neni 37 (6) i së njëjtës direktivë kërkon nga autoritetet rregullatore të jenë përgjegjëse për fiksimin ose miratimin së paku të metodologjive të përdorura për të llogaritur ose përcaktuar ato. Në mënyrë që të garantojë sigurinë e sistemit me sistemin e interkonektuar të transmetimit, është thelbësore për të krijuar një kuptueshmëri të përbashkët të kërkesave të zbatueshme në modulet gjeneruese. Këto kërkesa që kontribuojnë në mbajtjen, ruajtjen dhe rivendosjen e sigurisë së sistemit për të lehtësuar funksionimin e duhur të tregut të brendshëm të energjisë elektrike brenda dhe ndërmjet zonave sinkrone, dhe për të arritur eficiencë të kostos, duhet të konsiderohen si çështje ndër-kufitare të rrjetit dhe çështje të integritetit të tregut.

3. Rregullat e harmonizuara për lidhjen me rrjetin të moduleve gjeneruese të energjisë duhet të përcaktohen me qëllim që të sigurojnë kuadër ligjor të qartë për kyçjen me rrjetin, të lehtësojnë tregun e energjisë në mbarë unionin, të garantojnë sigurinë e sistemit, lehtësojnë integrimin e burimeve të rinovueshme të energjisë, rrisin konkurrencën dhe kërkojnë përdorimin më eficient të rrjetit dhe burimeve në të mirë të konsumatorëve.

4. Siguria e sistemit varet pjesërisht në aftësitë teknike të moduleve gjeneruese. Prandaj koordinimi i rregullt në nivelin e rrjetave të transmetimit dhe të shpërndarjes dhe performanca e duhur e pajisjeve të lidhura në rrjetat e transmetimit dhe shpërndarjes me qëndrueshmëri të mjaftueshme për t'u përballur me shqetësimet dhe për të parandaluar çdo ndarje të madhe të sistemit ose për të lehtësuar rivendosjen e sistemit pas një kolapsi janë parakushte.

5. Operimi i sigurt i sistemit është i mundur vetëm nëse ka bashkëpunim të ngushtë ndërmjet pronareve të objektit gjenerues dhe operatorëve të sistemit. Në veçanti, funksionimi i sistemit në kushtet e operimit jonormal varet në përgjigjen e moduleve gjeneruese ndaj devijimeve nga referenca 1 për vlerën njësi të tensionit dhe frekuencës nominale. Në kontekstin e sigurisë së sistemit, rrjetet dhe modulet gjeneruese duhet të konsiderohen si një subjekt nga pikëpamja inxhinierike duke ditur që këto pjesë janë të ndërrvarura. Prandaj si parakusht për lidhjen me rrjetin të moduleve gjeneruese, duhet të përcaktohen kërkesat teknike respektive.

6. Autoritetet rregullatore duhet të marrin në konsideratë në mënyrë të arsyeshme kostot efektive të shkaktuara nga operatorët e sistemit në implementimin e kësaj Rregulloreje kur fiksojnë ose miratojnë tarifatat e transmetimit ose shpërndarjes ose metodologjitë e tyre ose kur aprovojnë termat dhe kushtet për lidhjen dhe aksesin në rrjetet kombëtare në përputhje me nenin 37(1) dhe (6) të direktivës 2009/72/EC dhe me nenin 14 të Rregullores (EC) nr. 714/2009.



7. Sisteme sinkrone të ndryshme në Union, kanë karakteristika të ndryshme të cilat kanë nevojë të marrin parasysh kur vendosen kërkesat për gjeneruesit. Prandaj kur përcaktohen rregullat e lidhjes me rrjetin siç kërkohet në nenin 8(6) të Rregullores (EC) nr. 714/2009 është e përshtatshme të merren parasysh specifikimet rajonale.

8. Nga pikëpamja e nevojës për të pasur siguri rregullatore, kërkesat e kësaj Rregulloreje duhet të zbatohen në objektet e reja, por nuk duhet të zbatohen në modulet gjeneruese ekzistues dhe modulet gjeneruese tashmë në një fazë të avancuar të planifikimit, por ende jo të kompletuara deri sa autoriteti rregullator ose Pala Kontraktuese vendos ndryshe bazuar në zhvillimin e kërkesave të sistemit dhe analizën e plotë të kosto-përfitimit ose aty ku është bërë modernizim i konsiderueshëm i këtyre objekteve gjeneruese.

9. Rëndësia e moduleve gjeneruese duhet të bazohet në madhësinë dhe efektet e tyre në sistemin e përgjithshëm. Makinat sinkrone duhet të klasifikohen sipas madhësisë së makinës dhe përfshijnë të gjithë komponentët e një objekti gjenerues që operohet në mënyrë të pandashme, të tillë si alternatorët e ndarë që operohen nga turbina të ndara të gazit të një instalimi të turbinës me gaz me cikël të kombinuar. Për një objekt që përfshin disa instalime të tilla të turbinës me gaz me cikël të kombinuar, secili duhet të vlerësohet për madhësinë dhe jo në bazë të kapacitetit total të objektit. Njësitë gjeneruese të lidhura josinkron, kur ata janë mbledhur së bashku për të formuar një njësi ekonomike dhe kur ata kanë vetëm një pikë lidhje duhet të vlerësohen sipas kapacitetit të tyre të agreguar.

10. Nga pikëpamja e niveleve të ndryshme të tensionit në të cilët gjeneruesit janë lidhur, si dhe kapacitetit të tyre maksimal, kjo Rregullore duhet të bëjë dallimin ndërmjet tipave të ndryshëm të gjeneruesve duke përcaktuar nivele të ndryshme të kërkesave. Kjo Rregullore nuk vendos rregullat për të përcaktuar nivelin e tensionit në pikën e lidhjes në të cilën moduli gjenerues duhet të lidhet.

11. Kërkesat e zbatueshme për tipin A të moduleve gjeneruese duhet të caktohen në nivelin bazë, të nevojshme për të siguruar aftësitë e gjenerimit në kufirin e përgjigjes automatike dhe kontroll minimal të operatorit të sistemit. Ato duhet të sigurojnë që nuk ka humbje të gjenerimit në shkallë të gjerë kundrejt diapazoneve operacionale të sistemit, duke minimizuar kështu ngjarjet kritike dhe përfshirë kërkesat e nevojshme për ndërhyrjen tërësore gjatë ngjarjeve kritike të sistemit.

12. Kërkesat e zbatueshme për tipin B të moduleve gjeneruese duhet të sigurojnë për një diapazon të gjerë, përgjigje automatike dinamike me elasticitet më të lartë të ngjarjeve operacionale, me qëllim që të sigurohet përdorimi i kësaj përgjigje dinamike dhe një nivel më të lartë të kontrollit dhe informacionit të operatorit të sistemit për të përdorur këto aftësi. Ato sigurojnë një përgjigje automatike për të zvogëluar ndikimin dhe maksimizuar përgjigjen dinamike të gjenerimit ndaj ngjarjeve të sistemit.

13. Kërkesat e zbatueshme për tipin C të moduleve gjeneruese duhet të japin për një përgjigje dinamike në kohë reale, të rafinuar, të qëndrueshme dhe plotësisht të kontrolluar me qëllim sigurimin e shërbimeve ndihmëse kryesore për të garantuar sigurinë e furnizimit. Këto kërkesa duhet të mbulojnë të gjitha gjendjet e sistemit me specifikime të detajuara më tej, të ndërveprimit të kërkesave, funksioneve, kontrollit dhe informacionit për të përdorur këto aftësi dhe siguruar përgjigjen e nevojshme në kohë reale të sistemit për të shmangur, menaxhuar dhe përgjigjur ndaj ngjarjeve të sistemit. Këto kërkesa duhet gjithashtu të sigurojnë aftësi të mjaftueshme të moduleve gjeneruese për t'iu përgjigjur të dyja situatave të sistemit me dhe pa shqetësime dhe duhet të sigurojnë informacionin dhe kontrollin e nevojshëm për të shfrytëzuar gjenerimin në situata të ndryshme.

14. Kërkesat e zbatueshme për tipin D të moduleve gjeneruese duhet të jenë specifike, për gjeneruesit që lidhen në tension të lartë dhe me ndikim në kontrollin dhe operimin e gjithë sistemit. Ato duhet të sigurojnë operim të qëndrueshëm të sistemit të interkonektuar, duke lejuar përdorimin e shërbimeve ndihmëse nga gjenerimi mbare-evropian.

15. Kërkesat duhet të bazohen në parimet e mosdiskriminimit dhe transparencës po aq sa në parimin e optimizimit ndërmjet eficiencës së përgjithshme më të lartë dhe kostove totale më të ulëta për të gjitha palët e përfshira. Prandaj këto kërkesa duhet të reflektojnë dallimet në trajtimin e teknologjive të gjenerimit me karakteristika të ndryshme të natyrshme të gjenerimit dhe të shmangen investimet e panevojshme në disa zona gjeografike me qëllim që të marrin parasysh karakteristikat respektive rajonale të tyre. Operatorët e sistemeve të transmetimit (OST-të) dhe operatorët e sistemit të shpërndarjes (DSO-të) përfshirë operatorët



e sistemit të mbyllur të shpërndarjes (CDSO-të) mund të marrin këto dallime parasysh kur përcaktojnë kërkesat në përputhje me dispozitat e kësaj Rregulloreje, ndërkohë që njohin, që pragjet që përcaktojnë nëse sistemi është sistem transmetimi apo sistem shpërndarje është i përcaktuar në nivel kombëtar.

16. Për shkak të ndikimit ndërkufitar, kjo Rregullore duhet të synojë në kërkesa të njëjta në lidhje me frekuencën për të gjitha nivelet e tensionit, të paktën brenda zonës sinkrone. Kjo është e nevojshme sepse, brenda një zonë sinkrone, një ndryshim në frekuencën e një Pale Kontraktuese do të ndikonte menjëherë në frekuencën dhe mund të dëmtonte pajisjet në të gjitha Palët e të tjera Kontraktuese.

17. Për të garantuar sigurinë e sistemit, duhet të jetë e mundur që modulet gjeneruese në çdo zonë sinkrone të sistemit të interkonektuar të mbeten të lidhur me sistemin për diapazone të specifikuar të frekuencës dhe tensionit.

18. Kjo Rregullore duhet të sigurojë që për diapazonet e parametrave për zgjedhjet kombëtare për aftësinë e operimit në avari, të mbajë një qasje proporcionale, e cila reflekton nevojat e ndryshme të sistemit të tilla si niveli i burimeve të rinovueshme të energjisë (RES) dhe skemat ekzistuese të mbrojtjes së rrjetit, si në transmetim dhe në shpërndarje. Duke pasur parasysh konfigurimin e disa rrjeteve, limiti i sipërm për kërkesat e operimit në avari duhet të jete 250 milisekonda. Megjithatë, duke ditur që koha më e zakonshme e rregullimit të defektit në Evropë është aktualisht 150 milisekonda ai lë hapësirë për subjektin, siç përcaktohet nga Pala Kontraktuese për të miratuar kërkesat e kësaj Rregulloreje, për të verifikuar që para se të miratohet është e nevojshme një kërkesë më e gjatë.

19. Kur përcaktohen kushtet e para dhe pasdefektit për aftësinë e operimit në avari, duke marrë parasysh karakteristikat e sistemit të tilla si topologjia e rrjetit dhe gjenerimi miks, OST-ja respektiv duhet të vendose nëse i jepet prioritet kushteve të operimit paradefektit të moduleve gjeneruese apo kohës më të gjatë të rregullimit të defektit.

20. Sigurimi i rilidhjes së duhur pas një shkycje të rastit për shkak të një shqetësimi në rrjet, është e rëndësishme për funksionimin e sistemit të interkonektuar. Mbrojtja e duhur e rrjetit është themelore për mbajtjen e stabilitetit dhe sigurisë së sistemit, veçanërisht në rastin e shqetësimeve në sistem. Skemat e mbrojtjes mund të parandalojnë përkeqësimin e shqetësimeve dhe kufizojnë pasojat e tyre.

21. Shkëmbimi i përshtatshëm i informacionit ndërmjet operatoreve dhe pronareve të objektit gjenerues është parakusht për të mundësuar që operatorët e sistemit të mbajnë stabilitetin dhe sigurinë e sistemit. Operatorët e sistemit kanë nevojë të kenë pamje të gjendjes së sistemit, e cila përfshin informacionin mbi kushtet e operimit të moduleve gjeneruese, po aq sa mundësinë për të komunikuar me ta me qëllim që të japin udhëzime operacionale.

22. Në situatat e emergjencës të cilat mund të rrezikojnë qëndrueshmërinë dhe sigurinë e sistemit, operatorët e sistemit duhet të kenë mundësinë të instruktojnë që prodhimi i moduleve gjeneruese të rregullohet në mënyrë të tillë që lejon operatorët e sistemit të përmbushin përgjegjësitë e tyre për sigurinë e sistemit.

23. Diapazonet e tensionit duhet të koordinohen ndërmjet sistemeve të interkonektuar sepse ato janë vendimtare për të siguruar planifikimin dhe operimin e sistemit energjitik brenda zonës sinkrone. Shkyçjet për shkak të shqetësimeve të tensionit kanë ndikim në sistemet fqinje. Dështimi për të specifikuar diapazonet e tensionit mund të çonte në pasiguri të zgjeruar në planifikim dhe operim të sistemit në lidhje me operimin përtej kushteve normale të operimit.

24. Nevojat për aftësinë e fuqisë reaktive varen nga disa faktorë përfshirë gradën e rrjetëzimit të rrjetit dhe raportit të furnizimit dhe konsumit, i cili duhet të merret parasysh kur përcaktohen kërkesat për fuqi reaktive. Kur karakteristikat e sistemeve rajonale varrojnë brenda një zonë përgjegjësie të një operatori sistemi, mund të ishte i përshtatshëm më shumë se një profil. Prodhimi i fuqisë reaktive, i njohur si lagging, në tension të lartë dhe konsumi i fuqisë reaktive, i njohur si leading, në tension të ulët mund të mos ishte i nevojshëm. Kërkesat për fuqi reaktive mund të vendosin kufizime në dizenjimin dhe operimin e objekteve gjeneruese. Prandaj është e rëndësishme që të vlerësohen tërësisht aftësitë aktuale të kërkuara për operim eficient të sistemit.

25. Modulet gjeneruese sinkrone kanë një aftësi të natyrshme t'i rezistojnë ose ngadalësojnë devijimet e frekuencës, një karakteristikë të cilën shumë teknologji RES nuk e kanë. Prandaj duhet të adoptohen



kundërmasat, për të shmangur një shkallë më të madhe të ndryshimit të frekuencës gjatë prodhimit të lartë të RES. Inercia sintetike mund të lehtësonte zgjerimin e mëtejshëm të RES, të cilët nuk kontribuojnë natyrshëm në inerci.

26. Duhet të futet testimi i përshtatshëm dhe i duhur i pajtueshmërisë në mënyrë që operatorët e sistemit të mund të garantojnë sigurinë operative.

27. Autoritetet rregullatore, Palët Kontraktuese dhe operatorët e sistemit duhet të sigurojnë që, në procesin e zhvillimit dhe miratimit të kërkesave për lidhjen me rrjetin, ata janë harmonizuar në masën e mundshme, në mënyrë që të sigurohet integritimi i plotë i tregut. Përcaktimi i standarteve teknike duhet të merret veçanërisht në konsideratë në zhvillimin e kërkesave për lidhje.

28. Në këtë Rregullore duhet të përcaktohet procesi për derogimet nga rregullat, për të marrë parasysh rrethanat lokale ku në veçanti, për shembull, pajtueshmëria me ato rregulla mund të rrezikonte qëndrueshmërinë e rrjetit lokal ose kur operimi i sigurtë i një moduli gjenerues mund të kërkojë kushte operimi që nuk janë në linjë me këtë Rregullore. Në rastin e veçantë të centraleve të kombinuara me nxehtësi dhe energji, të cilat sjellin përfitime më të mëdha të eficiencës, zbatimi i rregullave të përcaktuara në këtë Rregullore mund të rezultonte në kosto disproporcionale dhe çonte në humbje të përfitimeve të asaj eficiencë.

29. Duke iu nënshtruar miratimit nga autoriteti përkatës rregullator, apo autoritet tjetër sipas rastit në një Palë Kontraktuese, operatorët e sistemit duhet të lejohen të propozojnë derogime për klasa të caktuara të moduleve gjeneruese.

30. Kjo rregullore është miratuar në bazë të Rregullores së (KE) nr. 714/2009 shtesat e së cilës dhe me të cilat ajo formon një pjesë integrale. Referencat në Rregulloren e (KE) nr. 714/2009, në aktet e tjera ligjore duhet të kuptohen siç referohen gjithashtu në këtë Rregullore.

31. Masat e parashikuara në këtë Rregullore janë në përputhje me opinionin e Komitetit të përmendur në nenin 23 (1) të Rregullores (KE) nr. 714/2009

KA ADOPTUAR KËTË RREGULLORE:

PJESA I DISPOZITA TË PËRGJITHSHME

Neni 1

Lënda

Kjo Rregullore themelon një kod rrjeti, i cili përcakton kërkesat për lidhjen me rrjetin e objekteve gjenerues të energjisë, përkatësisht të moduleve gjeneruese sinkrone, moduleve të parkut të energjisë dhe moduleve *offshore* të parkut të energjisë me sistemet e interkonektuara. Ai, pra, ndihmon për të siguruar kushte të barabarta konkurrence në tregun e brendshëm të energjisë elektrike, për të siguruar operimin e sigurt të sistemit dhe integrimin e burimeve të rinovueshme të energjisë elektrike dhe për të lehtësuar tregun e energjisë elektrike në mbare-unionin.

Kjo Rregullore, gjithashtu, përcakton detyrimet për përdorimin e duhur të aftësive të objekteve gjenerues nga operatorët e sistemit, në mënyrë transparente dhe jodiskriminuese për të siguruar një mjedis loje të barabartë në të gjithë BE-në.

Neni 2

Termat

Për qëllimet e kësaj Rregulloreje, përcaktimet në nenin 2 të direktivës 2012/27/BE të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit, neni 2 i Rregullores (KE) nr. 714/2009, neni 2 i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222¹ zbatohen nenin 2 të Rregullores së Komisionit (BE) nr. 543/2013 (3) dhe nenit 2 të direktivës 2009/72/KE.

¹ Neni 2 i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 – teksti nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.



Më tej do të zbatohen edhe përkufizimet e mëposhtme:

1. **“Subjekt”** ka kuptimin e autoritetit rregullator, autoritet tjetër kombëtar, operator sistemi ose organ tjetër privat ose publik i caktuar sipas ligjit kombëtar;

2. **“Zonë sinkrone”** është një zonë e përbërë nga OST-të e interkonektuara në mënyrë sinkrone, të tilla si zona e Evropës Kontinentale, Britania e Madhe, Irlanda - Irlanda e Veriut, vendet Nordike dhe sistemet e Lituanisë, Letonisë dhe Estonisë që së bashku iu referohemi si “Baltik”, të cilat janë pjesë e një zone më të gjerë sinkrone, si dhe sistemet e Moldavisë Gjeorgjisë dhe Ukrainës;

3. **“Tensioni”** është diferenca e potencialit elektrik ndërmjet dy pikave të matura si vlerë RMS e sekuencës pozitive të tensionit fazë-fazë në frekuencën bazë;

4. **“Fuqia e dukshme”** është produkti i tensionit me rrymën në frekuencën bazë. Zakonisht shprehet në kilovoltamper (kVA) ose në megavoltamper (MVA) dhe përbëhet nga komponentja reale (fuqi aktive) dhe komponentja imagjinare (fuqi reaktive);

5. **“Moduli i gjenerues i energjisë”** është ose një modul gjenerues sinkron ose një modul i parkut të energjisë;

6. **“Objekti gjenerues”** është një objekt i cili konverton energjinë primare në energji elektrike dhe që përbëhet nga një ose më shumë module gjeneruese të lidhura me rrjetin në një ose më shumë pika lidhjeje;

7. **“Pronari i objektit gjenerues”** është personi fizik ose juridik që ka në pronësi një objekt gjenerues të energjisë;

8. **“Centrali gjenerues kryesor”** nënkupton një ose më shumë elemente kryesore të pajisjeve të nevojshme për të shndërruar energjinë primare në energji elektrike;

9. **“Modul gjenerues sinkron”** është një grup i padukshëm instalimesh të cilat mund të gjenerojnë energji elektrike të tillë që frekuenca e tensionit të gjeneruar, shpejtësia e gjeneratorit dhe frekuenca e tensionit të rrjetit janë në një raport të pandryshueshëm pra sinkron;

10. **“Dokumenti i modulit gjenerues të energjisë”** ose **“PGMD”** është dokumenti i siguruar nga pronari i objektit gjenerues për operatorin e sistemit për tipat B ose C të modulit gjenerues, i cili konfirmon që pajtueshmëria e modulit gjenerues me kriteret teknike të përcaktuara në këtë Rregullore është provuar, si dhe siguron të dhënat dhe deklaratat e nevojshme duke përfshirë dhe një deklaratë pajtueshmërie;

11. **“OST respektive”** është OST-ja në zonën e kontrollit të së cilës një modul gjenerues, objekt kërkesë, sistem shpërndarje ose sistem HVDC është/ose do të lidhet me rrjetin në çdo nivel tensioni;

12. **“Rrjeti”** është një central dhe aparatet e lidhura bashkë me të, me qëllimin për të transmetuar ose shpërndarë energji;

13. **“Operatori përkatës i rrjetit”** është operatori i sistemit të transmetimit ose operatori i sistemit të shpërndarjes me sistemet e të cilit, sistemi i modulit gjenerues, objektit të kërkesës, sistemit të shpërndarjes ose sistemit HVDC është ose do të lidhet;

14. **“Marrëveshja e lidhjes”** është një kontratë ndërmjet operatorit të sistemit dhe ose pronarit të objektit gjenerues, pronarit të objektit të kërkesës, operatorit të sistemit të shpërndarjes, ose pronarit të sistemit HVDC, e cila përfshin vendin përkatës dhe kërkesat teknike specifike për objektin gjenerues, objektin e kërkesës, lidhjen e sistemit të shpërndarjes ose sistemit HVDC;

15. **“Pika e lidhjes”** është një ndërfaqe në të cilën një modul gjenerues, objekt kërkesë, sistem shpërndarje ose sistem HVDC është i lidhur me sistemin e transmetimit, rrjetin offshore, sistemin e shpërndarjes, përfshirë sistemet e mbyllura të shpërndarjes, ose sistemet HVDC siç përcaktohet në marrëveshjen e lidhjes;

16. **“Kapaciteti maksimal”** ose **“Pmax”** është fuqia aktive maksimale e vazhdueshme me të cilën një modul gjenerues mund të furnizojë rrjetin siç është përcaktuar në Marrëveshjen e Lidhjes, ose rënë dakord ndërmjet Operatorit të Rrjetit dhe pronarit të objektit gjenerues. Gjithashtu në këtë Kodi referohet si P_{max} ;

17. **“Modul i parkut offshore të energjisë”** është një modul i parkut të energjisë që gjendet në det të hapur me një pikë lidhjeje në det të hapur;



18. **“Modul i parkut offshore”** është një modul i parkut që gjendet në det të hapur me pikë lidhje në det të hapur;

19. **“Operimi si kompensator sinkron”** është operimi i një alternori pa motorin primar për të rregulluar tensionin në mënyrë dinamike duke prodhuar ose absorbuar fuqi reaktive;

20. **“Fuqia aktive”** është komponentja reale e fuqisë së dukshme në frekuencën bazë, e shprehur në wat ose shumëfisha të tyre, p.sh. kilovat (kw) ose megavat (mw);

21. **“Pump storage”** është një njësi hidro në të cilën uji mund të ngrihet me anë të pompave dhe rezervohet për t’u përdorur për gjenerim të energjisë më vonë;

22. **“Frekuenca”** është frekuenca elektrike e sistemit e shprehur në herc dhe që mund të matet në të gjitha pjesët e zonën sinkrone nën supozimin e një vlerë të qëndrueshme për kohën e matur në sekonda, me diferenca shumë të vogla ndërmjet matjeve në vendndodhje të ndryshme. Vlera e saj nominale është 50 Hz;

23. **“Përkulja”** është raporti i ndryshimit të frekuencës në gjendje të qëndrueshme (referuar frekuencës nominale) përkundrejt ndryshimit të fuqisë në dalje në mw (referuar kapaciteti maksimal në gjendje të qëndrueshme) e shprehur në përqindje;

24. **“Niveli minimal i rregullimit”** është fuqia aktive minimale, siç specifikohet në marrëveshjen e lidhjes ose dakorduar me operatorin e sistemit dhe pronarin e objektit gjenerues, poshtë të cilit një modul gjenerues mund të kontrollojë fuqinë aktive;

25. **“Tarimi”** është vlera e synuar për çdo parametër të përdorur në mënyrë tipike në skemat e kontrollit;

26. **“Udhëzim”** është çdo komandë, e dhënë nga operatori i sistemit brenda autoritetit të saj, për një pronar objekti gjenerues, pronar objekti kërkesë, operator sistemit shpërndarës ose pronar sistemi HVDC me qëllim që të kryhet një veprim;

27. **“Defekt i sigurt”** është defekti i cili pastrohet në mënyrë të suksesshme në përputhje me kriteret e planifikimit të operatorit të sistemit;

28. **“Fuqia reaktive”** është komponentja imagjinare e fuqisë së dukshme në frekuencën bazë, zakonisht e shprehur në kilovar (kVAR) ose megavar (MVAR);

29. **“Aftësia e operimit në avari”** është aftësia e një pajisje elektrike për të qenë e aftë të mbetet e lidhur me rrjetin dhe operojë gjatë kohës së rënies së tensionit në pikën e lidhjes të shkaktuar nga defektet e sigurta;

30. **“Alternator”** është një pajisje e cila shndërron energjinë mekanike në energji elektrike me anë të rrotullimit të fushës magnetike;

31. **“Rrymë”** është raporti me të cilën rrjedh ngarkesa elektrike e cila matet me vlerën RMS të sekuençës pozitive të rrymës fazore në frekuencën bazë;

32. **“Statori”** është pjesë e makinës rrotulluese e cila përfshin pjesët magnetike të palëvizshme me pësjtjellat e tij të vendosura në të;

33. **“Inercia”** është karakteristika e një trupi të ngurtë rrotullues i tillë si rotor i një alternori, i cili mund të ruajë gjendjen e tij të lëvizjes rrotulluese uniforme dhe momentin këndor të pandryshueshëm deri sa të aplikohet një moment i jashtëm mbi të;

34. **“Inercia sintetike”** është objekti i siguruar nga një modul i parkut ose sistem HVDC për të zëvendësuar efektin e inercisë së një moduli gjenerues sinkron në një nivel të paraparë të performancës;

35. **“Kontrolli i frekuencës”** është aftësia e modulit gjenerues ose sistemit HVDC për të rregulluar prodhimin e fuqisë aktive në përgjigje të devijimit të matur të frekuencës së sistemit nga një vlerë e taruar, me qëllim që frekuenca e sistemit të mbahet e pandryshuar;

36. **“Mënyra në ndjeshmëri e frekuencës (FSM)”** është mënyra e operimit të modulit gjenerues ose sistemi HVDC në të cilin ka ndryshime të prodhimit të fuqisë aktive në përgjigje të ndryshimit të frekuencës së sistemit, në një mënyrë të tillë që asiston në rikuperimin e frekuencës drejt vlerës së synuar;

37. **“Mënyra në ndjeshmëri për frekuencë të kufizuar – mbifrekuenca (LFSM-O)”** është mënyra e operimit të një moduli gjenerues ose sistem HVDC e cila rezulton në zvogëlim të prodhimit të fuqisë aktive në përgjigje të një ndryshimi në frekuencën e Sistemit mbi një vlerë të caktuar;

38. **“Mënyra në ndjeshmëri për frekuencë të kufizuar – nënfrekuenca (LFSM-U)”** është mënyra e operimit të një moduli gjenerues ose sistemi HVDC e cila rezulton në rritje të prodhimit të fuqisë aktive në përgjigje të frekuencës së sistemit poshtë një vlerë të caktuar;



39. **“Deadbanda e përgjigjes frekuencës”** është një interval i përdorur me qëllim që të bëjë kontrollin e frekuencës të pandjeshëm;

40. **“Pandjeshmëria e përgjigjes së frekuencës”** është karakteristikë natyrale e sistemit të kontrollit e përcaktuar si madhësia minimale e ndryshimit në frekuencën ose sinjalin hyrës, e cila rezulton në një ndryshim të fuqisë së prodhuar ose sinjalit dalës;

41. **“Diagrami i aftësisë P-Q”** është diagrami që përshkruan aftësinë për fuqi reaktive të një moduli gjenerues në kontekstin e fuqisë aktive të ndryshueshme në pikën e lidhjes;

42. **“Qëndrueshmëria statike”** është aftësia e rrjetit ose e modulit gjenerues sinkron për t’u kthyer dhe mbajtur operim në gjendje të qëndrueshme pas një shqetësimi të vogël;

43. **“Operimi ishull”** është operimi i pavarur i të gjithë rrjetit ose pjesë të rrjetit që është izoluar pas shkyçjes nga një sistem i interkonektuar, që ka të paktën një modul gjenerues ose sistem HVDC që furnizon me energji këtë rrjet, si dhe kontrollon frekuencën dhe tensionin;

44. **“Operimi house load”** është operimi i cili siguron që objektet gjenerues janë në gjendje të vazhdojnë furnizimin e ngarkesave vetjake në ngjarjen e defekteve të rrjetit që rezultojnë në shkyçje të moduleve gjeneruese nga rrjeti dhe ndaljen në furnizimin të vetëm nevojave vetjake;

45. **“Aftësia për black start”** është aftësia e modulit gjenerues për t’u rikthyer nga një fikje totale nëpërmjet një burimi ndihmës të dedikuar, pa furnizim të jashtëm për të;

46. **“Certifikues i autorizuar”** nënkupton një entitet që lëshon certifikata të pajisjeve dhe dokumentet e moduleve gjeneruese të energjisë, akreditimi i të cilëve është dhënë nga bashkëpunëtori kombëtar i Bashkëpunimit Evropian për Akreditim (“EA”), i themeluar në përputhje me Rregulloren (KE) nr. 765/2008² të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit;

47. **“Certifikata e pajisjes”** është një dokument që lëshohet nga një certifikues i autorizuar për pajisjet e përdorura nga një modul gjenerues, njësi kërkesë, sistem shpërndarje, objekt kërkesë ose sistemi HVDC. Certifikata e pajisjes përcakton objektin dhe kohën e vlefshmërisë në nivel kombëtar ose nivel tjetër për të cilin përzgjidhet një vlerë specifike nga diapazoni i lejuar në nivel evropian. Me qëllim të zëvendësimit të pjesëve specifike të procesit të pajtueshmërisë, certifikata e pajisjes mund të përfshijë modele që janë konfirmuar kundrejt rezultateve aktuale të testeve;

48. **“Sistem i kontrollit të eksitimit”** është sistemi i kontrollit të ushqimit që përfshin makinën sinkrone dhe sistemin e saj të eksitimit;

49. **“Grafiku U-Q/Pmax”** është një grafik që paraqet aftësinë e fuqisë reaktive të një moduli gjenerues ose stacioni konvertues HVDC në kontekstin e tensionit të ndryshëm në pikën e lidhjes;

50. **“Niveli minimal i operimit stabël”** është fuqia aktive minimale, siç specifikohet në marrëveshjen e lidhjes ose siç është dakorduar ndërmjet operatorit të sistemit dhe pronarit të modulit gjenerues për të cilën moduli gjenerues mund të operojë pa kufizim kohe në mënyrë të qëndrueshme;

51. **“Limituesi i mbieksitimit”** është një pajisje e kontrollit brenda AVR e cila parandalon rotorin e një alternatori nga mbingarkesa duke kufizuar rrymën e eksitimit;

52. **“Limituesi i nëneksitimit”** është një pajisje brenda AVR, qëllimi i së cilës është të parandalojë alternorin nga humbja e sinkronizimit për shkak të mungesës së eksitimit;

53. **“Rregullatori automatik i tensionit” ose “AVR”** është pajisja që vepron vazhdimisht në mënyrë automatike në kontroll të tensionit në terminalin e modulit gjenerues sinkron duke krahasuar tensionin aktual në terminal me vlerën referente dhe duke kontrolluar daljen e kontrollit të sistemit të eksitimit;

54. **“Stabilizatori i sistemit të fuqisë” ose “PSS”** është funksion shtesë i AVR së një moduli gjenerues sinkron qëllimi i të cilit është të shuajë lëkundjet;

55. **“Rrymë injektim e shpejtë”** është rryma e injektuar nga një modul i parkut ose sistem HVDC gjatë dhe pas devijimit të tensionit të shkaktuar nga një defekt elektrik me synimin e identifikimit të defektit nga sistemet e mbrojtjes në fazën fillestare të defektit, duke mbështetur mbajtjen e tensionit të rrjetit për një fazë më të vonshme të defektit dhe restaurim të tensionit të sistemit pas pastrimit të defektit;

² Rregulloren (KE) nr. 765/2008– teksti nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.



56. **“Faktori i fuqisë”** është raporti i vlerës absolute të fuqisë aktive me fuqinë e dukshme;

57. **“Pjerrësia ose droop”** është raporti i ndryshimit të tensionit, bazuar në tensionin reference 1 pu, në një ndryshim të fuqisë reaktive në hyrje nga zero në fuqi reaktive maksimale, sipas fuqisë reaktive maksimale;

58. **“Sistemi i lidhjes me rrjetin offshore”** është interkonektimi i plotë ndërmjet një pikë lidhjeje offshore dhe sistemit onshore në pikën e interkonektimit me rrjetin onshore;

59. **“Pika e interkonektimit me rrjetin onshore”** është pika në të cilën sistemi i lidhjes me rrjetin offshore është i lidhur me rrjetin onshore të operatorit të sistemit;

60. **“Dokument i instalimit”** është një dokument i thjeshtë i strukturuar që përmban informacion për një modul gjenerues të tipit A ose njësi kërkesë, me përgjigje të kërkesës së lidhur poshtë 1000V dhe që konfirmon pajtueshmërinë me kërkesat përkatëse;

61. **“Deklarata e pajtueshmërisë”** është një dokument i siguruar për operatorin e sistemit nga pronari i objektit gjenerues, pronari i objektit të kërkesës, operatori i sistemit shpërndarës ose pronari i sistemit HVDC, duke deklaruar statusin aktual të përputhje me specifikimet dhe kërkesat përkatëse;

62. **“Njoftimi operacional Përfundimtar (FON)”** është një njoftim i lëshuar nga operatori i sistemit respektiv drejt pronarit të objektit gjenerues, operatorit të rrjetit shpërndarës, pronarit të sistemit HVDC i cili plotëson kërkesat përkatëse specifike për të konfirmuar që e lejon operimin e modulit gjenerues, objektit të kërkesës, sistemit shpërndarës dhe pronarit të sistemit HVDC duke përdorur lidhjen me rrjetin;

63. **“Njoftimi për energjizim të operimit (EON)”** është një njoftim i lëshuar nga operatori i sistemit respektiv drejt pronarit të objektit gjenerues, pronarit të objektit të kërkesës, operatorit të sistemit të shpërndarjes ose pronarit të sistemit HVDC para energjizimit të Rrjetit të tij të brendshëm;

64. **“Njoftimi operacional i përkohshëm” ose “ION”** është një njoftim i lëshuar nga operatori i sistemit respektiv drejt pronarit të objektit gjenerues, pronarit të objektit të kërkesës, ose operatorit të sistemit të shpërndarjes ose pronarit të sistemit HVDC i cili lejon atë të operojë respektivisht modulën gjenerues, objektin e kërkesës, sistemin e shpërndarjes ose sistemin HVDC duke përdorur lidhjet me rrjetin për një kohë të kufizuar dhe të fillojë testet e pajtueshmërisë për të siguruar pajtueshmërinë me kërkesat dhe specifikimet përkatëse;

65. **“Njoftimi operacional i kufizuar” ose “ION”** është njoftimi i lëshuar nga operatori përkatës i sistemit për pronarin e një objekti gjenerues, objekti kërkesë, operator sistemi të shpërndarje ose pronar të sistemit HVDC i cili ka arritur më parë statusin FON por është përkohësisht subjekt ose i një modifikimi të rëndësishëm ose i humbjes së aftësive që rezulton në papajtueshmëri me specifikimet dhe kërkesat përkatëse.

Neni 3

Fusha e zbatimit

1. Kërkesat e përcaktuara në këtë Rregullore do të zbatohen për modulet e reja gjeneruese të cilat konsiderohen si të rëndësishme në përputhje me nenin 5, përveç rasteve kur parashikohet ndryshe.

Operatori i sistemit duhet të refuzojë lejin e lidhjes së një moduli gjenerues i cili nuk plotëson kërkesat e përcaktuara në këtë Rregullore dhe që nuk mbulohet nga një derogim i dhënë nga autoriteti rregullator, ose autoritete të tjera aty ku është e zbatueshme në një Palë Kontraktuese në pajtim me nenin 60. Operatori i sistemit përkatës duhet t'i komunikojë pronarit të objektit gjenerues një refuzim të tillë, me anë të një deklarate me shkrim dhe nëse nuk specifikohet ndryshe nga autoriteti rregullator, të autoriteti rregullator.

2. Kjo Rregullore nuk do të zbatohet në:

a) Modulet gjeneruese të lidhur në sistemin e transmetimit dhe sistemin e shpërndarjes, ose në pjesë të sistemit të transmetimit ose sistemit të shpërndarjes të ishujve të Palëve Kontraktuese sistemet e të cilave ende nuk operojnë sinkron me Evropën Kontinentale, GB, vendet nordike, Irlandën dhe Irlandën e Veriut dhe zonën sinkrone të Baltikut³;

³ Neni 3 (2), pika (a), nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC



b) Modulet gjeneruese të cilët kanë qenë të instaluar për të siguruar energji rezerve dhe operojnë në paralel me sistemet për më pak se 5 minuta në muaj, ndërkohë që sistemi është në gjendje normale. Operimi paralel gjatë mirëmbajtjes apo testeve të komisionimit të atij moduli gjenerues nuk do të kalojë kufirin prej 5 minutash;

c) Modulet gjeneruese që nuk kanë pikë lidhjeje të përhershme dhe janë përdorur nga operatorët e sistemit për të siguruar përkohësisht energji kur kapaciteti i sistemit normal është i padisponueshëm pjesërisht ose plotësisht;

d) Pajisjet magazinuese përveç moduleve gjeneruese pump-storage në përputhje me nenin 6(2).

Neni 4

Zbatimi për modulet gjeneruese ekzistuese

1. Modulet gjeneruese ekzistues nuk janë subjekt i kërkesave të kësaj Rregulloreje me përjashtim të rasteve kur:

a) Tipi C ose D i modulit gjenerues është modifikuar në një masë të tillë që marrëveshja e tij e lidhjes duhet të rishikohet thelbësisht në përputhje me procedurën e mëposhtme:

i. pronarët e objektit gjenerues të cilët kanë ndërmend të ndërmarrin modernizimin e një centrali ose zëvendësimin e një pajisje që ndikon në aftësitë teknike të modulit gjenerues duhet të njoftojnë paraprakisht për planet e tyre, operatorin e sistemit;

ii. nëse operatori i sistemit e konsideron që masa e modernizimit ose e zëvendësimit të pajisjes është e tillë sa kërkohet një marrëveshje e re lidhjeje, operatori i sistemit duhet të njoftojë autoritetin rregullator relevant ose kur zbatohet, Palën Kontraktuese; dhe

iii. autoriteti rregullator ose sipas rastit, Pala Kontraktuese, duhet të vendosë nëse marrëveshja ekzistuese e lidhjes ka nevojë të rishikohet apo nevojitet marrëveshje e re lidhjeje dhe cilat nga kërkesat e kësaj Rregulloreje do të zbatohen; ose

b) Pas propozimit nga OST-ja përkatëse në përputhje me paragrafët 3, 4 dhe 5. Autoriteti Rregullator ose sipas rastit Pala Kontraktuese vendos nëse moduli gjenerues është subjekt i të gjitha apo disa prej kërkesave të kësaj Rregulloreje.

2. Për qëllime të kësaj Rregulloreje, një modul gjenerues do të konsiderohet ekzistues nëse:

a) Është tashmë i lidhur me rrjetin në datën e skadimit të afatit për transpozim të kësaj Rregulloreje; ose

b) Pronari i modulit gjenerues ka përmbyllur një kontratë detyruese për blerjen e centralit kryesor gjenerues, dy vjet pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje. Pronari i objektit gjenerues duhet të njoftojë operatorin e sistemit përkatës, dhe OST-në respektive për përfundimin e kontratës brenda 30 muajve pas datës së skadimit të afatit për transpozim kësaj Rregulloreje.

Njoftimi i paraqitur nga pronari i objektit gjenerues për operatorin e sistemit përkatës dhe OST-së përkatëse duhet së paku të tregojnë titullin e kontratës, datën e nënshkrimit dhe datën e hyrjes në fuqi, dhe specifikimet e centralit kryesor që do të ndërtohet, montohet ose blihet.

Një Palë Kontraktuese mund të sigurojë që në disa rrethana, autoriteti rregullator mund të vendosë nëse moduli gjenerues do të trajtohet si modul gjenerues ekzistues apo si modul gjenerues i ri.

3. Pas konsultimit publik në përputhje me nenin 10 dhe me qëllim që të adresohen ndryshimet faktike të rëndësishme të rrethanave, të tilla si zhvillimi i kërkesave të sistemit përfshirë futjen e burimeve të energjisë së rinovueshme, rrjetave smart, gjenerimit në shpërndarje, ose përgjigjen e kërkesës, OST-ja mund t'i propozojë Rregullatorit në fjalë ose Palës Kontraktuese sipas rastit, masën e zbatimit të kësaj Rregulloreje mbi modulet gjeneruese.

Për këtë qëllim do të kryhet analizë e plotë sasiore kosto-për fitim në përputhje me nenin 38 dhe 39. Analiza duhet të tregojë:

a) Kostot, në lidhje me modulet gjeneruese ekzistuese, mbi pajtueshmërinë e kërkuar në këtë Rregullore;

b) Përfitimet socio-ekonomike që rezultojnë nga zbatimi i kërkesave të përcaktuara në këtë Rregullore; dhe



c) Masat e mundshme dhe alternative për të arritur performancën e kërkuar.

4. Përpara kryerjes së analizës sasiore kosto-përfitim të përmendur në paragrafin 3, OST-ja respektive duhet të:

- Kryejë krahasim sasior paraprak të kostove dhe përfitimeve;
- Marrë aprovimin nga autoriteti rregullator ose, sipas rastit nga Pala Kontraktuese.

5. Autoriteti rregullator, ose kur zbatohet Pala Kontraktuese duhet të vendosë për masën e zbatimit të kësaj Rregulloreje në modulet gjeneruese ekzistues brenda 6 muajve të pranimit të raportit dhe rekomandimeve të OST-së në përputhje me nenin 38(4). Vendimi i autoritetit rregullator ose, kur është e zbatueshme e Palës Kontraktuese do të bëhet publik.

6. OST-ja do të marrë parasysh pritshmëritë legjitime të pronarëve të objektit gjenerues si pjesë të vlerësimit të zbatimit të kësaj Rregulloreje mbi modulet gjeneruese ekzistues.

7. OST-ja mundet të analizojë zbatimin e një pjesë ose të gjitha dispozitave të kësaj Rregulloreje në modulet gjeneruese ekzistues çdo tre muaj në përputhje me kriteret dhe proceset e përcaktuara në paragrafin 3 deri 5.

Neni 5

Përcaktimi i rëndësisë së modulit

1. Modulet gjeneruese duhet të përmbushin kërkesat në bazë të nivelit të tensionit në pikën e tyre të lidhjes dhe kapacitetit maksimal në përputhje me kategoritë e përcaktuara në paragrafin 2.

2. Modulet gjeneruese brenda kategorive të mëposhtme do të konsiderohen si të rëndësishme, kur:

- Pika e lidhjes është poshtë 110 kV dhe kapaciteti maksimal $\geq 0.8 \text{ kW}$ (tipi A);
- Pika e lidhjes $< 110 \text{ kV}$ dhe kapaciteti maksimal është sa ose më i madh se pragu i propozuar nga çdo OST në përputhje me procedurën e përcaktuar në paragrafin 3 (tipi B). Ky prag nuk duhet të jetë mbi limitin për tipin B të moduleve gjeneruese të treguar në tabelën 1;
- Pika e lidhjes $< 110 \text{ kV}$ dhe kapaciteti maksimal është sa ose më i madh se pragu i përcaktuar nga çdo OST në përputhje me paragrafin 3 (tipi C). Ky prag nuk duhet të jetë mbi kufirin për tipin C të moduleve gjeneruese të dhënë në tabelën 1; ose

d) Pika e lidhjes $\geq 110 \text{ kV}$ (tipi D). Një modul gjenerues është, **gjithashtu**, i **tipit D** nëse pika e tij e lidhjes është poshtë 110 kV dhe kapaciteti maksimal është $\geq$ se pragu i specifikuar në përputhje me paragrafin 3. Ky prag nuk duhet të jetë mbi kufirin për tipin D të moduleve gjeneruese të treguara në tabelën 1.

Tabela 1

Kufijtë për pragjet e moduleve gjeneruese B, C dhe D

Zona sinkrone	Limiti për pragun e kapacitetit maksimal nga i cili një modul është i tipit B	Limiti për pragun e kapacitetit maksimal nga i cili një modul gjenerues është i tipit C	Limiti për pragun e kapacitetit maksimal nga i cili një modul gjenerues është i tipit D
Evropa Kontinentale	1 mw	50 mw	75 mw
Ukraina	1 mw	50 mw	75 mw
GB	1 mw	50 mw	75 mw
Nordik	1.5 mw	10 mw	30 mw
Gjeorgjia	1.5 mw	10 mw	30 mw
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	0.1 mw	5 mw	10 mw
Baltik	0.5 mw	10 mw	15 mw
Moldavia	0.5 mw	10 mw	15 mw



3. Propozimet për pragun e kapacitetit maksimal për tipin B, C dhe D të moduleve gjeneruese do të jenë subjekt i aprovimit nga autoriteti rregullator ose, kur zbatohet nga Pala Kontraktuese. Në formimin e propozimeve, OST-ja përkatëse duhet të koordinojë me OST-të dhe OSSH-në fqinje dhe do të kryejë konsultimin publik në përputhje me nenin 10. Propozimi nga OST-ja përkatëse për ndryshimin e pragut nuk do të bëhet më herët se tri vite pas propozimit të mëparshëm.

4. Pronarët e objektit gjenerues duhet të asistojnë në këtë proces dhe sigurojnë të dhënat siç kërkohet nga OST-ja.

5. Nëse si rezultat i modifikimeve të pragjeve, moduli gjenerues klasifikohet nën një tip të ndryshëm nga i pari, procedura e përcaktuar në nenin 4(3) në lidhje me modulet gjeneruese ekzistuese do të zbatohet para pajtueshmërisë me kërkesat për tipin e ri.

Neni 6

Zbatimi në modulet gjeneruese, modulet gjeneruese pump-storage, objektet e energjisë me nxehtësi të kombinuar dhe site-t industriale

1. Modulet gjeneruese offshore të lidhur me sistemin e interkonektuar duhet të përmbushin kërkesat për modulet gjeneruese onshore, përveç nëse këto kërkesa janë modifikuar për këtë qëllim nga operatori i sistemit ose përveç nëse lidhja e moduleve të parkut të energjisë është nëpërmjet lidhjes direkte në tension të lartë ose përmes një rrjeti frekuenca e të cilit nuk është çiftuar sinkron me sistemin e interkonektuar kryesor (të tilla si ato nëpërmjet skemës konvertimit *back-to-back*).

2. Modulet gjeneruese pump-storage duhet të përmbushin të gjitha kërkesat përkatëse si në gjenerim dhe mënyrën e operimit pump-storage. Operimi si kompensator sinkron i moduleve gjeneruese pump-storage duhet të jetë i kufizuar në kohë nga dizajni teknik i këtyre moduleve gjenerues. Modulet gjeneruese pump-storage me shpejtësi të ndryshueshme duhet të përmbushin kërkesat e zbatueshme për modulet gjeneruese sinkrone po aq sa dhe ato të përcaktuara në pikën (b), të nenit 20(2), nëse ato klasifikohen si tip B, C ose D.

3. Në respekt të moduleve gjeneruese të përfshirë në rrjetat e site-ve industriale, pronarët e objektit gjenerues, operatorët e sistemit të site-ve industriale dhe operatorëve të sistemit, rrjeti i të cilit është lidhur me rrjetin e një siti industrial do të kenë të drejtën të bien dakord për kushtet për shkyçje të moduleve të tilla bashkë me ngarkesat kritike, të cilat sigurojnë proceset e sigurta të prodhimit, nga rrjeti i operatorit të sistemit përkatës. Ushtrimi i kësaj të drejte do të koordinohet me OST-në përkatëse.

4. Përveç kërkesave të paragrafëve 2 dhe 4, të nenit 13 ose kur përcaktohet ndryshe në kuadrin kombëtar, kërkesat e kësaj Rregulloreje në lidhje me aftësinë për të mbajtur prodhim konstant të fuqisë aktive ose për të rregulluar prodhimin e fuqisë aktive nuk do të zbatohen mbi modulet gjeneruese ose objektet me nxehtësi të kombinuar dhe prodhimin e energjisë për site-t industriale nëse plotësohen të gjitha kriteret më poshtë:

a) Qëllimi parësor i këtyre objekteve është prodhimi i nxehtësisë për proceset e prodhimit të siti-t në fjalë;

b) Nxehtësia dhe moduli gjenerues është e ndërlidhur në mënyrë të pandashme, d.m.th çdo ndryshim i gjenerimit nga nxehtësia rezulton në ndryshim të paqëllimshëm të fuqisë aktive dhe anasjelltas;

c) Modulet gjeneruese janë të tipit A, B, C ose në rastin e zonës sinkrone nordike, tipi D në përputhje me pikën (a) deri (c) të nenit 5(2).

5. Objektet me nxehtësi të kombinuar dhe objektet gjenerues do të analizohen në bazë të kapacitetit maksimal elektrik të tyre.

Neni 7

Aspektet rregullatore

1. Kërkesat mbi zbatimin e përgjithshëm që do të vendosen nga operatorët e sistemit përkatës ose OST-të nën këtë Rregullore duhet të jenë subjekt i aprovimit nga subjekti i caktuar nga Pala



Kontraktuese dhe duhet të publikohen. Subjekti i caktuar do të jetë autoriteti rregullator përveç kur parashikohet ndryshe nga Pala Kontraktuese.

2. Për kërkesa specifike të site-ve që do përcaktohen nga operatorët e sistemit përkatës ose OST-të nën këtë Rregullore, Palët Kontraktuese mund të kërkojnë aprovim nga subjektet e emëruara për këtë qëllim.

3. Kur zbatojnë këtë Rregullore, Palët Kontraktuese, autoritetet kompetente dhe operatorët e sistemit duhet të:

- a) Zbatojnë parimet e proporcionalitetit dhe mosdiskriminimit;
- b) Sigurojnë transparencë;
- c) Zbatojnë parimet e optimizimit ndërmjet eficiencës më të lartë të përgjithshme dhe kostove më të ulëta për të gjitha palët e përfshira;
- d) Respektojnë përgjegjësinë e përcaktuar nga OST-ja respektive me qëllim që të arrihet siguria e sistemit, përfshirë dhe siç kërkohet nga legjislacioni kombëtar;
- e) Konsultohen me OSSH-të përkatëse dhe marrin parasysh ndikimet potenciale në sistemet e tyre;
- f) Marrin në konsideratë specifikimet teknike dhe standardet e dakorduara evropiane.

4. Operatori i sistemit përkatës ose OST-ja duhet të paraqesë propozimin për aprovim nga subjekti kompetent për kërkesat për zbatim të përgjithshëm ose metodologjinë e përdorur për llogaritjen ose përcaktimin e tyre, brenda dy vitesh pas skadimit të afatit për transpozimin e kësaj Rregulloreje.

5. Kur kjo Rregullore kërkon nga operatori i sistemit përkatës, OST-ja përkatëse, pronari i objektit gjenerues dhe/ose operatori i sistemit të shpërndarjes të kërkojnë marrëveshje, ato do të bëjnë përpjekjet më të mira për ta bërë brenda 6 muajve pasi propozimi i parë i është paraqitur njëres palë nga pala tjetër. Nëse nuk ka marrëveshje të arritur brenda këtij afati, secila palë mund t'i kërkojë Autoritetit Rregullator të japë një vendim brenda 6 muajve.

6. Subjektet kompetente do të marrin vendimet mbi propozimet për kërkesat dhe metodologjitë brenda 6 muajve pas paraqitjes së propozimeve të tilla.

7. Nëse Operatori i Sistemit gjykon të jetë i nevojshëm një ndryshim i kërkesave ose metodologjive siç parashikohen dhe të aprovuara sipas paragrafëve 1 dhe 2, kërkesat e parashikuara në paragrafin 3 dhe 8 duhet të zbatohen për amendimin e propozuar. Propozimet e operatorit të sistemit dhe OST-së për amendim duhet të marrin parasysh pritshmëritë legjitime, nëse ka, të pronareve të objektit gjenerues, prodhuesve të pajisjeve dhe grupeve të interesit bazuar në kërkesat dhe metodologjitë fillestare të specifikuara ose rënë dakord.

8. Çdo palë që ka ankesa kundrejt operatorit të sistemit në lidhje me detyrimet tij nën këtë Rregullore mund të referojë ankesën në entin rregullator i cili duke vepruar si autoritet për zgjidhjen e mosmarrëveshjeve do të marrë vendim brenda dy muajve pas marrjes së ankesës. Kjo periudhë mund të zgjatet për dy muaj, ku kërkohet informacion shtesë nga autoriteti rregullator. Kjo zgjatje e kohës mund të vazhdohet më tej me miratimin e ankuesit. Vendimi i autoritetit rregullator do të ketë efekt detyrues përveç dhe deri sa të hidhet poshtë pas apelimit.

9. Kur kërkesat sipas kësaj Rregulloreje duhet të caktohen nga një operator i sistemit përkatës që nuk është një OST, Palët Kontraktuese mund të sigurojnë që OST-ja të jetë përgjegjëse për krijimin e kërkesave respektive.

Neni 8

OST-të e shumëfishta

1. Në rastet kur ekziston më shumë se një OST në Palët Kontraktuese, kjo Rregullore do të zbatohet mbi të gjitha këto OST.

2. Palët Kontraktuese munden, nën regjimin e rregullatorit kombëtar, sigurojnë që përgjegjësia e një OST-je për të përmbushur një ose disa ose të gjitha detyrimet nën këtë Rregullore është nënshkruar me një ose më shumë nga OST-të specifike.



Neni 9

Mbulimi i kostove

1. Kostot e lindura nga operatori i sistemit, subjekt i rregullimit të tarifave të rrjetit dhe me prejardhje nga detyrimet e përcaktuara në këtë Rregullore, do të analizohen nga autoriteti rregullator. Kostot të vlerësuara si të arsyeshme, eficiente dhe proporcionale do të mbulohen nëpërmjet tarifës së rrjetit ose mekanizmave të tjerë të përshtatshëm.

2. Nëse kërkohet nga autoritetet rregullatore, operatorët e sistemit në paragrafin 1, do të sigurojnë informacionin e nevojshëm për të lehtësuar vlerësimin e kostove të bëra brenda tre muajve pas kërkesës.

Neni 10

Konsultimi publik

1. Operatorët e sistemit duhet të kryejnë konsultime me grupet e interesit, përfshirë autoritetet kompetente të çdo Palë Kontraktuese, mbi propozimet për të zgjeruar zbatueshmërinë e kësaj Rregulloreje në modulet gjeneruese ekzistues në përputhje me nenin 4(3), për propozimin e pragjeve në përputhje me nenin 5(3), dhe mbi raportin e përgatitur në përputhje me nenin 38 (3) dhe analizave kosto-përfitimit të ndërmarra në përputhje me nenin 63 (2). Konsultimi duhet të zgjasë të paktën për një periudhë prej një muaji.

2. OST-të përkatëse duhet të marrin rregullisht parasysh pikëpamjet e grupeve të interesit që rrjedhin nga konsultimet para paraqitjes së projekt-propozimit për pragjet, raportit apo analizës së kosto-përfitimit për miratim nga autoriteti rregullator ose sipas rastit nga Pala Kontraktuese. Në të gjitha rastet do të sigurohet një justifikim i shëndoshë për përfshirjen ose jo të pikëpamjeve të palëve të interesuara i cili duhet të publikohet në kohën e duhur.

Neni 11

Përfshirja e grupeve të interesit

Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë në bashkëpunim të ngushtë me ENTSO-E, do të organizojë përfshirjen e grupeve të interesit në lidhje me kërkesat për lidhjen me rrjetin të objekteve gjenerues dhe aspekteve të tjera të implementimit të kësaj Rregulloreje. Kjo do të përfshijë takime të rregullta me grupet e interesit për të identifikuar problemet dhe propozojë përmirësime që lidhen kryesisht me kërkesat për lidhjen me rrjetin të objekteve gjeneruese.

Neni 12

Detyrimet e konfidencialitetit

1. Çdo informacion konfidencial i marrë, shkëmbyer ose transmetuar në përputhje me këtë Rregullore duhet të jetë subjekt i kushteve të sekretit profesional të vendosur në paragrafët 2, 3 dhe 4.

2. Detyrimi i sekretit profesional duhet të zbatohet për çdo person, autoritet rregullator ose subjektet që u nënshtrohen dispozitave të kësaj Rregulloreje.

3. Informacioni konfidencial i përfshirë nga personat, autoritetet rregullatore apo subjektet e përmendura në paragrafin 2 në rrjedhën e detyrave të tyre nuk mund të jepet për çdo person ose autoritet tjetër, pa përjashtuar rastet e mbuluara nga legjislacioni kombëtar, dispozitat e tjera të kësaj Rregulloreje apo ligje të tjera të Unionit.

4. Pa rënë ndesh me rastet e mbuluara nga ligji kombëtar apo ligji i BE, autoritetet rregullatore, subjektet ose personat që marrin informacion konfidencial në pajtim me këtë Rregullore mund të përdorin atë vetëm për qëllim të kryerjes së detyrave të tyre sipas kësaj Rregulloreje.

PJESA II
KËRKESAT

KAPITULLI 1
Kërkesa të Përgjithshme

Neni 13

Kërkesa të përgjithshme për tipin A të moduleve gjenerues

1. Tipi A i moduleve gjeneruese do të përmbushë kërkesat e mëposhtme në lidhje me qëndrueshmërinë e frekuencës:

a) Në lidhje me diapazonin e frekuencës:

i. një modul gjenerues duhet të jetë i aftë të mbetet i lidhur me rrjetin dhe të operojë brenda diapazonit të frekuencës dhe periudhave të kohës të specifikuar në tabelën 2;

ii. operatori i sistemit, në koordinim me OST-në respektive dhe pronarin e objektit gjenerues mund të dakordojnë për diapazone më të gjera frekuence, kohë minimale operimi më të gjata ose kërkesa specifike për devijime të frekuencës dhe tensionit të kombinuara bashkë, për të siguruar përdorimin sa më efikas të aftësive teknike të modulit gjenerues, nëse kërkohet për të ruajtur ose rivendosur sigurinë e sistemit;

iii. pronari i objektit gjenerues nuk do refuzojë dhënien e pëlqimit në mënyrë të paarsyeshme për të zbatuar diapazone më të gjera të frekuencës dhe kohë minimale operimi më të gjata, duke marrë parasysh fizibilitetin ekonomik dhe teknik të tij.

Për sa i përket aftësisë së qëndrueshmërisë ndaj shkallës së ndryshimit të frekuencës, një modul gjenerues duhet të jetë në gjendje të qëndrojë i lidhur me rrjetin dhe operojë në shkallët e ndryshimit të frekuencës deri në vlerën e specifikuar nga OST-ja, përveç nëse shkyçja nxitet nga humbja e mbrojtjes kryesore e tipit të ndryshimit me shkallë të frekuencës. Operatori i sistemit respektiv në koordinim me OST-në respektive do të specifikojë këtë tip të humbjes së ndryshimit-me-shkallë të frekuencës të mbrojtjes kryesore.

Tabela 2

Koha minimale për të cilën një modul gjenerues duhet të jetë i aftë për operim për frekuenca të ndryshme nga vlera nominale pa u shkyçur nga rrjeti

Zona sinkrone	Diapazoni i frekuencës	Periudha e kohës për operim
Evropa Kontinentale	47.5 Hz – 48.5 Hz	Për t'u specifikuar nga OST-ja, por jo më pak se 30 minuta
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Për t'u specifikuar nga OST-ja, por jo më pak se koha për 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Pa kufizim
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minuta
Nordik	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minuta
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 30 minuta
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Pa kufizim
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minuta
GB	47.0 Hz – 47.5 Hz	20 sekonda
	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minuta
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 90 minuta
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Pa kufizim
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minuta

	51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minuta
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minuta
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 90 minuta
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Pa kufizim
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minuta
Gjeorgjia	47,0 Hz-47,5 Hz	20 sekonda
	47,5 Hz-48,5 Hz	30 minuta
	48,5 Hz-49,0 Hz	60 minuta
	49,0 Hz-51,0 Hz	Pa kufizim
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 minuta

2. Në lidhje me mënyrën me kufizim të ndjeshmërisë së frekuencës në-mbifrekuenca (LFSM-O), do të zbatohen si më poshtë:

a) Moduli gjenerues do të jetë në gjendje të aktivizojë sigurimin e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës në përputhje me figurën 1 me parametra të pragut të frekuencës dhe përkuljes(droop) sipas specifikimeve të OST-së;

b) Në vend të aftësisë së përmendur në paragrafin (a), OST-ja mund të zgjedhë të lejojë brenda zonës së tij të kontrollit shkyçje dhe rilidhje automatike të moduleve gjeneruese të tipit A në frekuenca të rastësishme, të shpërndara në mënyrë uniforme ideale, mbi prapun e frekuencës, siç përcaktohet nga OST-ja respektive dhe ku duhet të jetë në gjendje t'ia demonstrojë këtë ERE-s, dhe në bashkëpunim me pronarët e objekteve gjenerues, që kjo ka ndikim të kufizuar ndërkufitar dhe mban të njëjtin nivel të sigurisë operative në të gjitha gjendjet e sistemit;

c) Pragjet e frekuencës do të jenë ndërmjet dhe përfshirë 50.2 Hz deri 50.5 Hz;

d) Parametrin e përkuljes (droop) duhet të jetë ndërmjet 2% dhe 12%;

e) Moduli gjenerues duhet të jetë në gjendje të aktivizojë përgjigjen e fuqisë aktive ndaj frekuencës me vonesë fillestare që është sa më e shkurtër të jetë e mundur. Nëse ajo vonesë është më e madhe se dy sekonda, pronari i modulit gjenerues duhet të justifikojë vonesën, duke siguruar prova teknike për OST-në;

f) OST-ja mund të kërkojë që përmes arritjes së nivelit minimal të rregullimit, moduli gjenerues të jetë në gjendje, për:

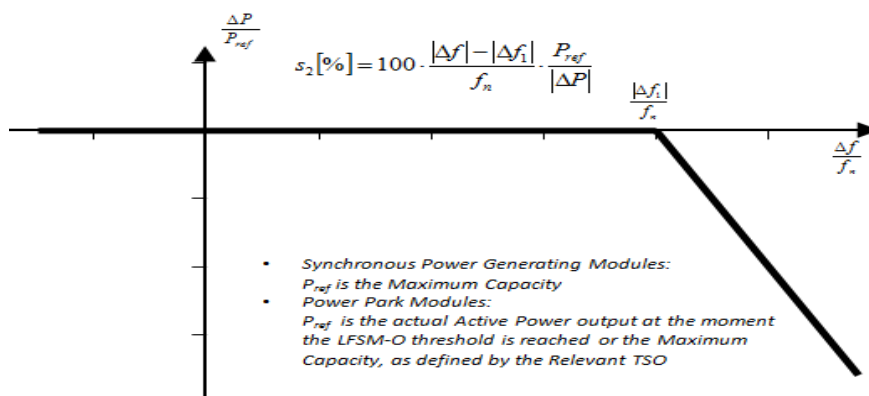
i. vazhdimësi të operimit në këtë nivel; ose

ii. zvogëlim të mëtejshëm të prodhimit të fuqisë aktive.

g) Moduli gjenerues duhet të jetë në gjendje të operojë stabil gjatë operimit në LFSM-O. Kur LFSM-O është aktive, tarimi i LFSM-O do të prevalojë mbi çdo tarim tjetër të fuqisë aktive.

Figura 1

Aftësia e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës të moduleve gjeneruese në LFSM-O



P_{ref} është fuqia aktive referente, ndryshimi i së cilës $D P$ është në përputhje dhe mund të përcaktohet ndryshe për modulet gjeneruese sinkron dhe ndryshe për modulet e parkut të energjisë. $D P$ është ndryshimi në dalje i fuqisë aktive nga moduli gjenerues. f_n është frekuenca nominale 50Hz në rrjet dhe $D f$ është ndryshimi i frekuencës në rrjet. Në mbifrekuenca, ku $D f$ është mbi $D f_1$, moduli gjenerues duhet të sigurojë ndryshim negativ të prodhimit të fuqisë aktive në përputhje me përkuljen (*droop*) S_2 .

3. Moduli gjenerues duhet të jetë i aftë të mbajë prodhim konstant në vlerat e synuara të fuqisë aktive pavarësisht ndryshimeve të frekuencës, përveç nëse prodhimi do të ndjekë ndryshimet e përcaktuara në kontekstin e paragrafëve 2 dhe 4, të këtij neni ose të pikave (c) dhe (d), të nenit 15(2), sipas rastit.

4. OST-ja do të specifikojë reduktim të lejuar në fuqi aktive nga prodhimi maksimal me rënien e frekuencës në zonën e kontrollit si normë të reduktimit që bie brenda kufijve të dhënë me vija të plota në figurën 2:

a) Për rënie poshtë 49 Hz reduktohet në vlerën 2% të kapacitetit maksimal në 50 Hz, për rënie me 1Hz të frekuencës;

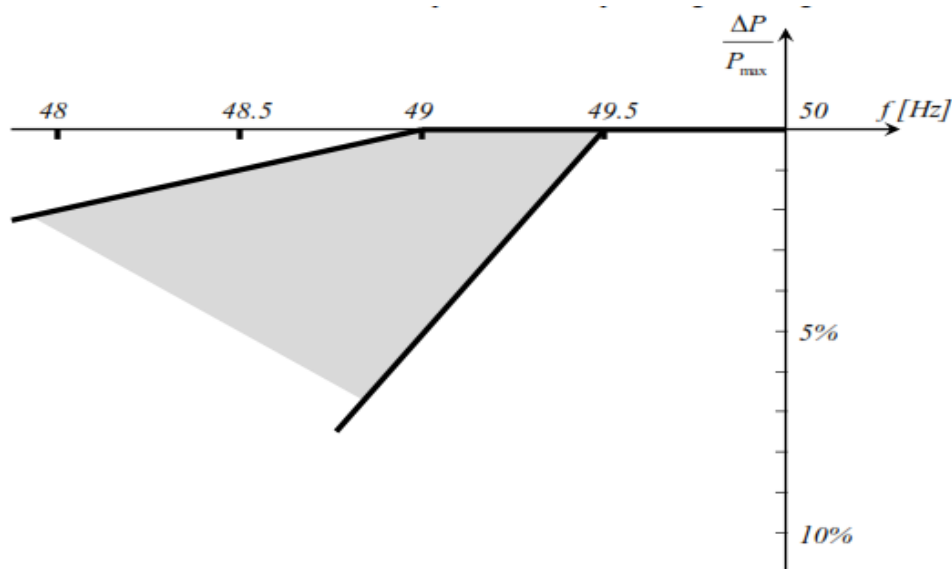
b) Për rënie poshtë 49.5Hz reduktohet në vlerën 10% të kapacitetit maksimal në 50 Hz, për 1 Hz rënie të frekuencës.

5. Reduktimi i lejuar i fuqisë aktive nga prodhimi maksimal duhet të:

a) Specifikojë qartë kushtet e ambientit, të zbatueshme;

b) Marrë parasysh aftësitë teknike të moduleve gjenerues.

Figura 2
Aftësia e reduktimit maksimal të fuqisë me rënien e frekuencës



Diagrami paraqet kufijtë ku aftësia mund të specifikohet nga OST-ja.

6. Moduli gjenerues duhet të pajiset me portë logjike (portë hyrëse) me qëllim që të ndërpresë prodhimin e fuqisë aktive brenda 5 sekondave pas sinjalit që merret në portën hyrëse. Operatori i Rrjetit do të ketë të drejtën të specifikojë kërkesat për pajisje për ta bërë objektin të operueshëm në distancë.

7. OST-ja do të specifikojë kushtet në të cilat një modul gjenerues është në gjendje të lidhet automatikisht në rrjet. Këto kushte do të përfshijnë:

a) Diapazonin e frekuencës ku lejohet lidhja automatike dhe një vonesë kohe korresponduese; dhe

b) Gradientin maksimal të lejuar për rritjen e prodhimit të fuqisë aktive.



Kyçja automatike lejohet vetëm nëse specifikohet ndryshe nga operatori i sistemit relevant në koordinim me OST-në respektive.

Neni 14

Kërkesa të përgjithshme për tipin B të moduleve gjeneruese

1. Tipi B i Moduleve gjeneruese duhet të përmbushë kërkesat e caktuara në nenin 13, përjashtuar nenin 13(2)(b).

2. Modulet gjeneruese të tipit B duhet të përmbushin kërkesat e mëposhtme referuar qëndrueshmërisë së frekuencës:

a) Për të kontrolluar prodhimin e fuqisë aktive, moduli gjenerues duhet të pajiset me një ndërfaqe (portë hyrëse) me qëllim që të jetë në gjendje të reduktojë prodhimin e fuqisë aktive pas një sinjali të dhënë në portën hyrëse; dhe

b) Operatori i sistemit respektiv do të ketë të drejtën të specifikojë kërkesa për pajisje shtesë për të lejuar operimin e prodhimit të fuqisë aktive në distancë.

3. Modulet gjeneruese të tipit B duhet të përmbushin kërkesat e mëposhtme në lidhje me qëndrueshmërinë:

a) Në lidhje me aftësinë e operimit në avari, modulet gjeneruese duhet të:

i. çdo OST duhet të specifikojë profilin e tensionit kundrejt kohës në përputhje me figurën 3 në pikën e lidhjes për kushte defekti, të cilat përshkruajnë kushtet në të cilat një modul gjenerues është në gjendje të qëndrojë i kyçur me rrjetin dhe të vazhdojë të operojë qëndrueshëm edhe pasi sistemi është ngacmuar nga defekte të sigurta në transmetim;

ii. profili i tensionit kundrejt kohës do të shprehë kufirin më të ulët të kurbës së tensioneve fazë - fazë në nivelin e tensionit të rrjetit në pikën e lidhjes për një defekt simetrik si funksion i kohës, para, gjatë dhe pas defektit;

iii. kufiri më i ulët referuar pikës (ii) do të specifikohet nga OST-ja duke përdorur parametrat e dhënë në figurën 3, në përputhje me tabelat 3.1 dhe 3.2;

iv. OST-ja do të specifikojë dhe bëjë publike kushtet para dhe pasdefektit për aftësinë e operimit në avari në terma të:

- llogaritjes së kapacitetit minimal të lidhjes shkurtër në pikën e lidhjes;

- pikës së operimit paradefektit të fuqisë aktive dhe reaktive të modulit gjenerues në pikën e lidhjes dhe tensionit në pikën e lidhjes; dhe

- llogaritjes së kapacitetit minimal të lidhjes së shkurtër pasdefektit në pikën e lidhjes;

v. me kërkesë të pronarit të objektit gjenerues, operatori i sistemit duhet të sigurojë kushtet para dhe pasdefektit që do merren parasysh për aftësinë e operimit në avari si rezultat i llogaritjeve në pikën e lidhjes siç specifikohet në pikën (iv) në lidhje me:

- kapacitetin minimal të lidhjes së shkurtër paradefektit në çdo pikë lidhje shprehur në MVA;

- kushtet për llogaritje të kapacitetit minimal të lidhjes së shkurtër të paradefektit në pikën e lidhjes;

- kushtet e pikave të operimit të fuqisë aktive dhe reaktive të modulit gjenerues në pikën e lidhjes; dhe tensionit në pikën e lidhjes para se të ndodhë defekti; dhe

- kushtet për llogaritjen e kapacitetit të lidhjes së shkurtër në pikën e lidhjes, pas defektit;

- kapacitetin minimal të lidhjes së shkurtër pasdefektit në çdo pikë lidhjeje e shprehur në MVA.

Nga ana tjetër, operatori i sistemit respektiv mund të sigurojë vlera të përgjithshme që rrjedhin nga rastet tipike.

Figura 3
Profili i operimit në avari i një moduli gjenerues

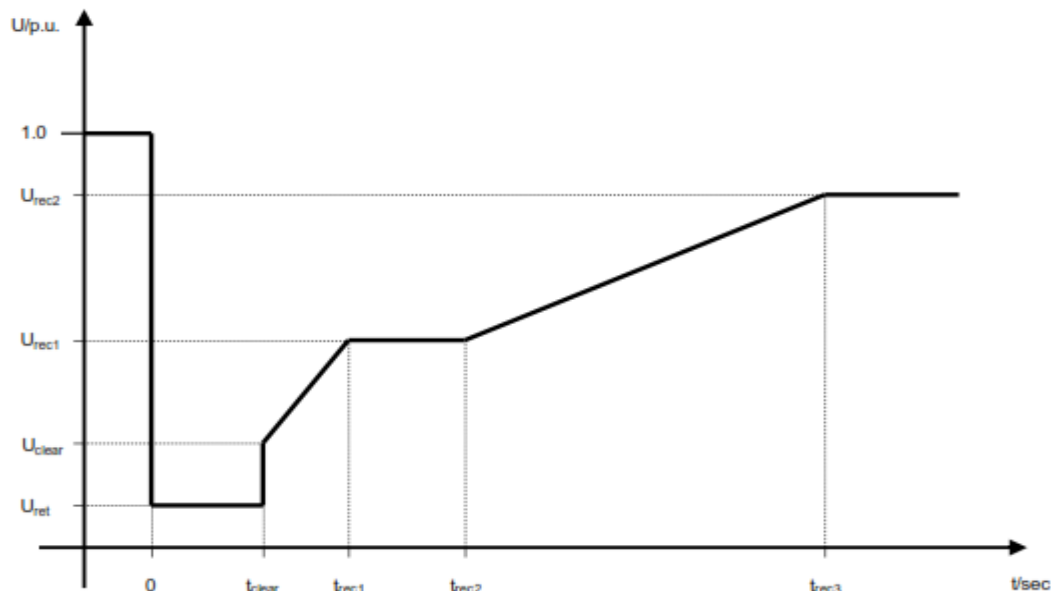


Tabela 3.1

Parametrat për figurën 3 për aftësinë e operimit në defekt të moduleve gjeneruese sinkrone

Parametrat e tensionit [pu]		Parametrat e kohës [sekonda]	
U_{ret} :	0.05 – 0.3	t_{clear} :	0.14 – 0.15 (ose 0.14 - 0.25 nëse mbrojtja e sistemit dhe operimi i sigurt e kërkojnë kështu)
U_{clear} :	0.7 – 0.9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0.7$
U_{rec2} :	0.85 – 0.9 dhe $\geq U_{clear}$	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1.5$

Tabela 3.2

Parametrat për figurën 3 për aftësi të operimit në avari të moduleve të parkut të energjisë

Parametrat e tensionit [pu]		Parametrat e kohës [sekonda]	
U_{ret} :	0.05 – 0.15	t_{clear} :	0.14 – 0.15 (ose 0.14-0.25 nëse mbrojtja e sistemit dhe operimi i sigurt e kërkon kështu)
U_{clear} :	$U_{ret} - 0.15$	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0.85	t_{rec3} :	1.5 – 3.0



vi. Moduli gjenerues duhet të jetë i aftë të qëndrojë i lidhur me rrjetin dhe vazhdojë operimin e qëndrueshëm kur kurba aktuale e tensionit fazë-fazë në nivelin e tensionit të rrjetit, në pikën e lidhjes, gjatë një defekti simetrik, për kushtet e dhëna të para dhe pasdefektit në përputhje me pikën (iv) dhe (v) të paragrafit (3)(a), mbetet mbi kufirin e poshtëm të përcaktuar në pikën (ii) të paragrafit (3)(a) përveç nëse skema e mbrojtjes për defekte të brendshme elektrike kërkon shkyçjen e modulit gjenerues nga rrjeti. Skemat dhe tarimet e mbrojtjes për defekte të brendshme elektrike nuk duhet të rrezikojnë performancën e operimit në avari.

vii. Pa rënë ndesh me pikën (vi) të paragrafit (3)(a), mbrojtja nga nëntensioni (qoftë në rastet e aftësisë së operimit në avari ose tensionit minimal të përcaktuar në tensionin në pikën e lidhjes) do të vendoset nga pronari i objektit gjenerues në aftësinë teknike më të gjerë të mundshme të modulit gjenerues, përveç nëse operatori i sistemit kërkon parametra më të pjerrët në përputhje me pikën (b) të paragrafit (5). Tarimet do të jenë të justifikuara nga pronari i objektit gjenerues në përputhje me këtë parim;

b) Aftësitë e operimit në avari në raste të defekteve asimetrike do të specifikohen nga çdo OST.

4. Tipi B i moduleve gjeneruese do të përmbushë kërkesat e mëposhtme në lidhje me rivendosjen e sistemit;

a) OST-ja do të specifikojë kushtet nën të cilat një modul gjenerues është në gjendje të rilidhet me rrjetin pas një shkyçje nga një incident i shkaktuar nga shqetësimet e rrjetit; dhe

b) Instalimi i rikyçjes automatike të sistemeve do të jetë subjekt i para autorizimit nga operatori i sistemit dhe sipas kushteve për rikyçje të specifikuar nga OST-ja.

5. Tipi B i moduleve gjeneruese duhet të përmbushë kërkesat e përgjithshme të menaxhimit të sistemit si më poshtë:

a) Në lidhje me skemat e kontrollit dhe tarimet:

i. skemat dhe tarimet e kontrollit të pajisjeve të ndryshme të modulit gjenerues që janë të nevojshme për qëndrueshmërinë e sistemit dhe për marrjen e veprimeve të emergjencës do të koordinohen dhe dakordohen ndërmjet OST-së, operatorit të sistemit përkatës dhe pronarit të modulit gjenerues;

ii. çdo ndryshim në skemë dhe tarim, i përmendur në pikën (i), të pajisjeve të ndryshme të kontrollit të modulit gjenerues do të koordinohet dhe dakordohet ndërmjet OST-së, operatorit të sistemit dhe pronarit të objektit gjenerues, veçanërisht në qoftë se ato kanë të bëjnë me rrethanat e përmendura në pikën (i) të paragrafit (5)(a).

b) Në lidhje me skemat e mbrojtjes dhe tarimet:

i. operatori rrjetit do të përcaktojë skemat dhe tarimet e nevojshme për të mbrojtur rrjetin duke marrë parasysh karakteristikat e modulit gjenerues. Skemat e mbrojtjes të nevojshme, për modulin gjenerues dhe rrjetin, si dhe tarimet respektive të moduleve gjeneruese do të koordinohen dhe dakordohen ndërmjet operatorit të rrjetit dhe pronarit të modulit gjenerues. Skemat e mbrojtjes dhe tarimet për defekte të brendshme elektrike duhet të jenë të tilla që të mos rrezikojnë performancën e modulit gjenerues në përputhje me kërkesat e përcaktuara në këtë Rregullore;

ii. mbrojtja elektrike e modulit gjenerues do të këtë përparësi mbi kontrollet operative duke marrë parasysh sigurinë e sistemit, shëndetin dhe sigurinë e personelit dhe të publikut po aq sa dhe zbutjen e dëmit të modulit gjenerues të energjisë;

iii. skemat e mbrojtjes mund të mbulojnë aspektet e mëposhtme:

- lidhjen e shkurtër e jashtme dhe e brendshme;
- asimetrinë e ngarkesës (sekuenca negative e fazës);
- mbingarkesën e statorit dhe rotorit;
- mbi/nënëksitim;
- mbi/nëntensionin në pikën e lidhjes;
- mbi/nëntensionin në terminalet e gjeneratorit;
- luhatjet ndërzonale;
- rrymën e lëshimit;
- operimin asinkron (rrëshqitja e poleve);



- mbrojtjen nga sforcimet e papranueshme në bosht (për shembull, rezonanca nënsinkrone);
- mbrojtjen e linjës së modulit gjenerues;
- mbrojtjen e njësisë transformuese;
- skemën rezerve kundër keqfunksionimit të mbrojtjes dhe çelësit;
- rritjen e fluksit (U/f);
- fuqinë e kundërt;
- shkallën e ndryshimit të frekuencës; dhe
- mbrojtjen nga shfaqja e tensionit në neuter të gjeneratorit.

iv. ndryshimet në skemat e mbrojtjes së modulit gjenerues dhe të rrjetit, si dhe në tarimet përkatëse në modulet gjeneruese, duhet të dakordohen ndërmjet operatorit të sistemit dhe pronarit të modulit gjenerues dhe ndryshimet do të bëhen para se të përfundojë marrëveshja.

c) Pronari i objektit gjenerues do të organizojë pajisjet e tij të kontrollit dhe mbrojtjes në përputhje me renditjen e përparësive, duke i organizuar në rend zbritës për nga rëndësia, si më poshtë:

- i. mbrojtja e Rrjetit dhe e modulit gjenerues;
- ii. inercia sintetike, nëse ka;
- iii. kontrolli të frekuencës (rregullimi i fuqisë aktive);
- iv. kufizimi i fuqisë; dhe
- v. kufizimi i gradientit të fuqisë.

d) Në lidhje me shkëmbimin e informacionit:

i. objektet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të shkëmbejnë informacion me operatorin e sistemit ose me OST-në në kohë reale ose periodikisht me stampime kohe siç specifikohet nga operatori i sistemit ose OST-ja;

ii. operatori i sistemit, në koordinim me OST-në përkatëse do të specifikojë përmbajtjen e shkëmbimeve të informacionit përfshirë një listë të të dhënave që do sigurohen nga objekti gjenerues.

Neni 15

Kërkesa të përgjithshme për tipin C të moduleve gjeneruese

1. Tipi C i moduleve gjeneruese duhet të përmbushë kërkesat e vendosura në nenin 13 dhe 14 përjashtuar nenin 13(2)(b) dhe (6) dhe pikën 2 të nenit 14.

2. Tipi C i moduleve gjeneruese duhet të përmbushë kërkesat e mëposhtme në lidhje me qëndrueshmërinë e frekuencës:

a) Në lidhje me kontrollin e fuqisë aktive dhe shkallën e kontrollit, sistemi i kontrollit të modulit gjenerues duhet të jetë në gjendje të rregullojë pikën e punës së fuqisë aktive në përputhje me udhëzimet e dhëna për pronarin e objektit gjenerues nga operatori i sistemit ose OST-ja respektive.

Operatori i sistemit ose OST duhet të përcaktojë kohën brenda së cilës duhet të arrihet tarimi i rregullimit të fuqisë aktive, OST-ja respektive do të specifikojë një tolerancë (subjekt i disponueshmërisë së burimit primar të energjisë) që zbatohet në tarimin e ri dhe kohën brenda së cilës ajo duhet të arrihet;

b) Në rast se ndonjë pajisje e kontrollit në distancë do të jetë jashtë pune, do të mundësohen manualisht matjet lokale. Operatori i sistemit ose OST-ja duhet të njoftojë autoritetin rregullator për kohën e kërkuar për të arritur tarimin bashkë me një tolerancë për fuqinë aktive.

c) Përveç paragrafit 2, të nenit 13, për tipin C të moduleve gjeneruese në lidhje me mënyrën e operimit me kufizim të ndjeshmërisë së frekuencës në nënfrequencë (LFSM-U) do të zbatohen edhe kërkesat e mëposhtme:

i. moduli gjenerues duhet të jetë i aftë të aktivizojë sigurimin e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës në një prag të frekuencës dhe me përkulje të specifikuar nga OST-ja në koordinim me OST-të e së njëjtës zonë sinkrone si më poshtë:

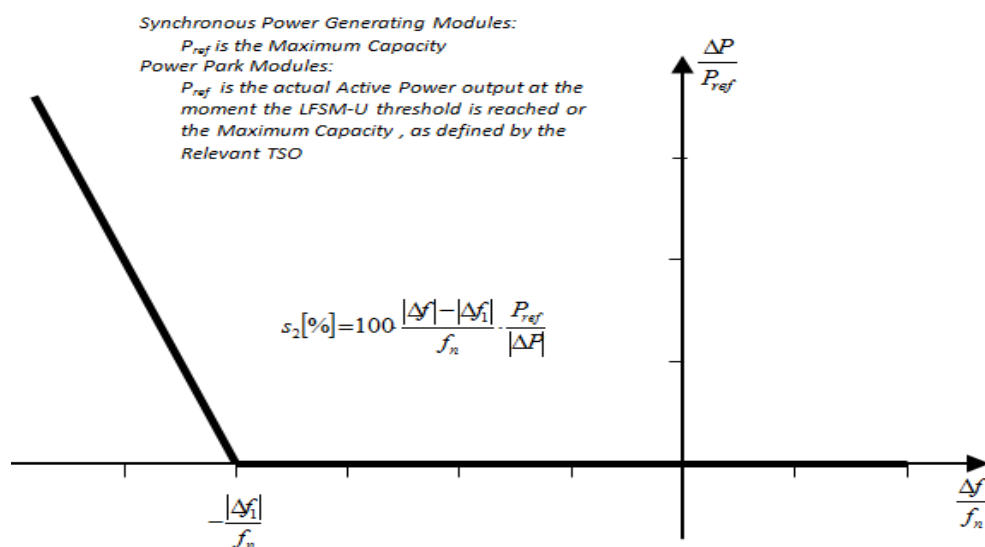
- pragu i frekuencës i specifikuar nga OST-ja do të jetë ndërmjet dhe përfshirë 49.8 Hz dhe 49.5 Hz.
- parametrat e përkuljes të specifikuar nga OST-ja do të jenë në shkallën 2–12%.

Kjo është paraqitur grafikisht në figurën 4;

- ii. shpërndarja aktuale e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës në LFSM-U do të marrë parasysh:
- kushtet e ambientit kur duhet të nxitet përgjigja;
 - kushtet e operimit të modulit gjenerues, në veçanti kufijtë në operim pranë kapacitetit maksimal për frekuenca të ulëta dhe ndikim përkatës në kushtet e ambientit në përputhje me paragrafët 4 dhe 5, të nenit 13; dhe
 - disponueshmërinë e burimeve primare të energjisë.
- iii. aktivizimi i përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës nga moduli gjenerues nuk do të vonohet padrejtësisht. Në ngjarjet me vonesa më të mëdha se 2 sekonda, pronari i modulit gjenerues duhet ta justifikojë tek OST-ja;
- iv. në mënyrën e operimit në LFSM-U, moduli gjenerues duhet të jetë në gjendje të sigurojë rritje të fuqisë deri në kapacitetin maksimal;
- v. gjatë LFSM-U, duhet të sigurohet operimi i qëndrueshëm i modulit gjenerues.

Figura 4

Aftësia e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës në LFSM-U e modulit gjenerues



P_{ref} është fuqia aktive referente, së cilës $D P$ i referohet dhe mund të përcaktohet në mënyrë të ndryshme për modulet gjeneruese sinkronë dhe ndryshe për modulet e parkut të energjisë. $D P$ është ndryshimi në prodhim i fuqisë aktive nga moduli gjenerues. f_n është frekuenca nominale e rrjetit 50Hz dhe $D f$ është ndryshimi i frekuencës së rrjetit. Në nënfrekuenca, kur $D f$ është poshtë $D f_1$, moduli gjenerues duhet të sigurojë një ndryshim pozitiv të prodhimit të fuqisë aktive në përputhje me përkuljen S_2 .

d) Përveç pikës (c), të paragrafit (2), kur operohet në mënyrën në ndjeshmëri të frekuencës (FSM) do të zbatohen në mënyrë tërësore si më poshtë edhe:

i. moduli gjenerues do të jetë i aftë të sigurojë përgjigje të fuqisë aktive ndaj frekuencës në përputhje me parametrat e specifikuar nga OST-ja brenda diapazonit të treguar në tabelën 4. Në specifikimin e këtyre parametrave, OST-ja do të marrë në konsideratë faktet e mëposhtme:

- në rast të mbifrekuençës, përgjigja e fuqisë aktive ndaj frekuencës është e kufizuar nga niveli minimal i rregullimit;
- në rast të nënfrekuencës, përgjigja e fuqisë aktive ndaj frekuencës kufizohet nga kapaciteti maksimal;
- shpërndarja aktuale e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës varet nga kushtet e operimit dhe të ambientit të modulit gjenerues kur është nxitur kjo përgjigje, në veçanti nga kufizimet në operim afër kapacitetit maksimal për frekuenca të ulëta në përputhje me paragrafët 4 dhe 5, të nenit 13 dhe burimeve primare të disponueshme të energjisë.

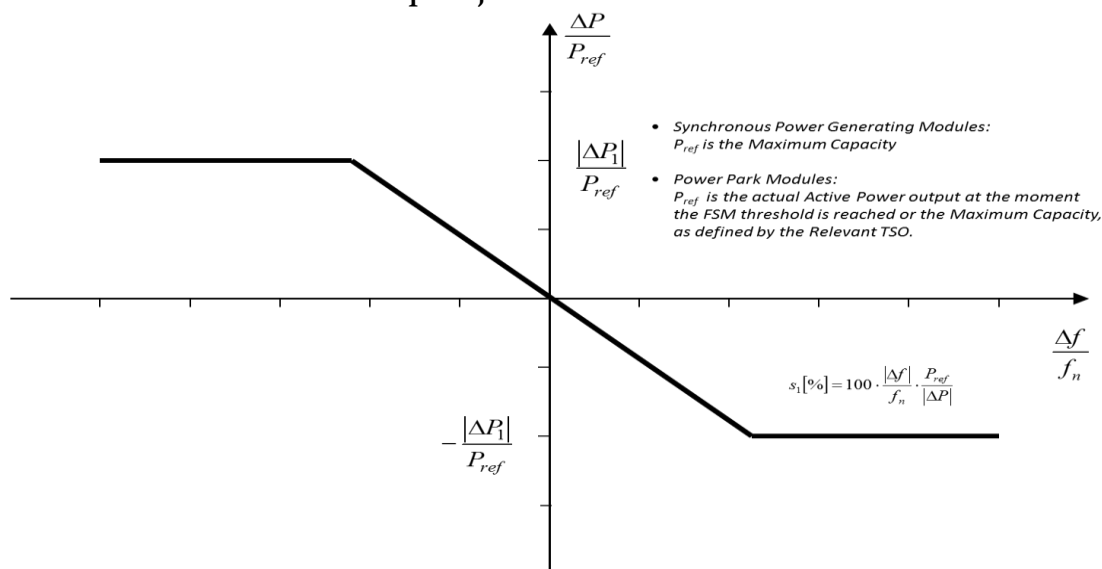
Tabela 4

Parametrat për përgjigje të fuqisë aktive ndaj frekuencës në FSM (shpjegimi për figurën 5)

Parametrat		Diapazoni
Diapazoni i fuqisë aktive në lidhje me kapacitetin max $ D P_1 /P_{\max}$		1.5-10%
Pandjeshmëria e përgjigjes frekuencës	$ D f_1 $	10-30 mHz
	$ D f_1 /f_n$	0.02-0.06%
Deadbanda e përgjigjes frekuencës		0-500 mHz
Përkulja (lëshimi aparatit)		2-12%

Figura 5

Aftësia e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës e moduleve gjeneruese në FSM duke ilustruar rastin e pandjeshmërisë dhe me 0 deadbande



P_{ref} është fuqia aktive referente së cilës i referohet DP. DP është ndryshimi në prodhim i fuqisë aktive nga moduli gjenerues. f_n është frekuenca nominale e rrjetit (50Hz) dhe Df është devijimi i frekuencës në rrjet.

ii. deadbanda e përgjigjes së frekuencës e devijimit të frekuencës dhe përkulja duhet të jenë në gjendje të rizgjidhen në mënyrë të përsëritur;

iii. në ngjarjet e ndryshimit me një hap të frekuencës, moduli gjenerues duhet të jetë në gjendje të aktivizojë përgjigjen e plotë të fuqisë aktive ndaj frekuencës, në ose mbi vijën e plotë të treguar në figurën 6, në përputhje me parametrat e specifikuar nga OST-ja (të cilët duhet të synojnë në shmangien e lëkundjeve të fuqisë aktive për modulet gjeneruese) brenda diapazoneve të dhëna në tabelën 5. Kombinimi i zgjedhjes së parametrave të specifikuar nga OST-ja duhet të marrë parasysh kufizimet e mundshme në varësi të teknologjisë;

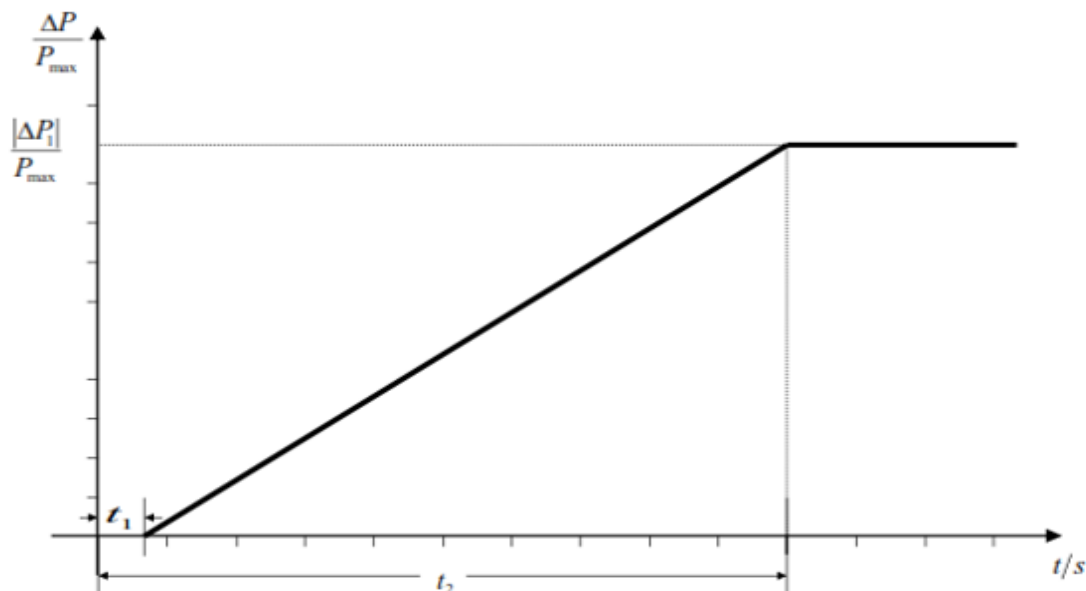
iv. Aktivizimi fillestar i përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës duhet të bëhet pa vonesa të paarsyeshme.

Nëse vonesa e aktivizimit fillestar të përgjigjes fuqisë aktive ndaj frekuencës është më e madhe se dy sekonda, pronari i modulit gjenerues duhet të sigurojë prova për të demonstruar pse ishte e nevojshme kohë më e gjatë.

Për modulet gjeneruese pa inerci, OST-ja mund të specifikojë kohë më të shkurtër se 2 sekonda. Nëse pronari i objektit gjenerues nuk mund të plotësojë këtë kërkesë, ai duhet të sigurojë prova teknike që demonstrojnë pse është e nevojshme kohë më e gjatë për aktivizim fillestar të përgjigjes fuqisë aktive ndaj

frekuencës.

Figura 6
Aftësia e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës



P_{max} është kapaciteti maksimal së cilës ΔP i referohet, ΔP është ndryshimi i prodhimit të fuqisë aktive nga moduli gjenerues. Moduli gjenerues duhet të sigurojë prodhim të fuqisë aktive ΔP deri në pikën ΔP_1 në përputhje me kohët t_1 dhe t_2 me vlerat e ΔP_1 , t_1 dhe t_2 të specifikuara nga OST-ja në përputhje me tabelën 5; t_1 është vonesa fillestare; t_2 është koha për aktivizim të plotë.

v. Moduli gjenerues duhet të jetë i aftë të sigurojë plotësisht përgjigje të fuqisë aktive ndaj frekuencës për kohë të specifikuar ndërmjet 15 min dhe 30 min, siç specifikohet nga OST-ja. Në specifikimin e kohës, OST-ja duhet të marrë në konsideratë madhësinë e dhomës së fuqisë aktive dhe burimin e energjisë primare të modulit gjenerues;

vi. Brenda kufijve të kohës të caktuar në pikën (v), të paragrafit (2)(d), kontrolli i fuqisë aktive nga moduli gjenerues nuk duhet të ketë ndikim të kundërt në përgjigjen e fuqisë aktive ndaj frekuencës të modulit gjenerues;

vii. Parametrat e specifikuar nga OST-ja respektive në përputhje me pikat (i), (ii), (iii) dhe (v) duhet t'i bëhen me dije Autoritetit Rregullator. Modalitetet e njoftimit duhet të specifikohen në përputhje me kuadrin rregullator kombëtar.

Tabela 5
Parametrat për aktivizimin e plotë të përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës që rezultojnë nga ndryshimi me hap i frekuencës (shpjegimi për figurën 6).

Parametrat	Diapazoni ose vlerat
Diapazoni i fuqisë aktive në lidhje me kapacitetin maksimal (shkalla e përgjigjes së frekuencës) ($\Delta P_1/P_{max}$)	1.5–10%
Për modulet gjeneruese me inerci, vonesa fillestare e lejuar e kohës t_1 përveç rasteve në përputhje me nenin 15(2)(d)(iv)	2 sekonda
Për modulet gjeneruese pa inerci, vonesa fillestare e lejuar e kohës t_1 përveç rasteve në përputhje me nenin 15(2)(d)(iv)	siç specifikohet nga OST



Zgjedhja maksimale e pranueshme e kohës t_2 të aktivizimit plotësisht, përveçse nëse lejohen nga OST-ja për shkaqe të stabilitetit të sistemit kohë aktivizimi më të gjata.

30 sekonda

e) Në lidhje me kontrollin e rivendosjes së frekuencës, moduli gjenerues do të sigurojë funksionimin në përputhje me specifikimet e përcaktuara nga OST-ja, duke synuar rivendosje të frekuencës në vlerën e saj nominale dhe/ose mbajtjen e flukseve të shkëmbimit të energjisë ndërmjet zonave të kontrollit në vlerat e tyre të skeduluara.

f) Lidhur me shkyçjet nga nënfrekuenca, objektet gjenerues duhet të jenë në gjendje të sillen si ngarkesë, përfshirë objektet hidro pump-storage të cilat do të jenë në gjendje të shkyçin ngarkesën në rast të nënfrekuencës. Kërkesat në lidhje me këtë pikë nuk shtrihen mbi shërbimet ndihmëse.

g) Në lidhje me monitorimin në kohë reale të FSM-së:

i. Për monitorimin e operimit e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës, ndërfaqja e komunikimit do të pajiset për të transferuar të dhëna në kohë reale dhe në mënyrë të sigurt nga objekti gjenerues në drejtim të qendrës së kontrollit të operatorit të rrjetit dhe /ose OST-së me kërkesë të operatorit të rrjetit dhe/ose OST-së, të paktën këto sinjale:

- sinjalet e statusit FSM (on/off);
- prodhimin e skedulluar të fuqisë aktive;
- vlerën aktuale të prodhimit të fuqisë aktive;
- tarimet aktuale për përgjigje të fuqisë aktive ndaj frekuencës; dhe
- përkuljen (droop) dhe deadbanden.

ii. Operatori i sistemit ose OST-ja respektive do të specifikojë sinjale shitesë që duhet të sigurohen nga objekti gjenerues nga pajisjet monitoruese dhe regjistruese me qëllim që të verifikohet performanca e moduleve gjeneruese pjesëmarrëse për përgjigjen e fuqisë aktive ndaj frekuencës.

3. Në lidhje me qëndrueshmërinë e tensionit, tipi C i moduleve gjeneruese duhet të jetë në gjendje të shkyçet automatikisht kur tensioni në pikën e lidhjes arrin nivelin e specifikuar nga operatori përkatës i rrjetit në koordinim me OST-në përkatëse.

Nga operatori përkatës i sistemit në koordinim me OST-në, duhet të specifikohen termat dhe parametrat për shkyçje në mënyrë automatike nga tensioni të modulit gjenerues.

4. Tipi C i moduleve gjeneruese duhet të përmbushë kërkesat e mëposhtme në lidhje me qëndrueshmërinë:

a) Në ngjarjen me lëkundje të fuqisë, modulet gjeneruese duhet të mbajnë stabilitetin e gjendjes së qëndrueshme kur operojnë në çdo pikë të kurbës së aftësisë P-Q;

b) Pa rënë ndesh me paragrafët 4 dh 5 të nenit 13, modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të mbeten të lidhur me rrjetin dhe operojnë pa reduktim të fuqisë, për aq kohë sa tensioni dhe frekuenca qëndrojnë brenda kufijve të përcaktuar në përputhje me këtë Rregullore;

c) Modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të mbeten të lidhur me rrjetin gjatë automatikës së kyçjes së përsëritur monofazë ose trefazore, për linjat unazore, sipas rastit në rrjetin ku janë lidhur. Detajet e kësaj aftësie do të jenë subjekt i koordinimit dhe i marrëveshjeve në skemat dhe tarimet e mbrojtjes në përputhje me nenin 14 (5)(b).

5. Tipi C i moduleve gjeneruese duhet të përmbushë kërkesat në lidhje me rivendosjen e sistemit:

a) Në lidhje me aftësinë për *black start*:

i. aftësia për black start nuk është i detyrueshëm, pa rënë ndesh me të drejtën e Palës Kontraktuese për të paraqitur rregulla detyruese me qëllim që të garantohet siguria e sistemit;

ii. pronarët e objekteve gjeneruese duhet, me kërkesë të OST-së përkatëse, sigurojnë një kuotë të sigurimit të aftësisë për black start; OST-ja përkatëse mund ta bëjë një kërkesë të tillë nëse ajo e konsideron sigurinë e sistemit në rrezik për shkak të mungesës së aftësisë për black start në zonën e saj të kontrollit;



iii. një modul gjenerues me aftësi për black start duhet të jetë në gjendje të startojë nga fikja totale pa furnizim me energji nga jashtë, brenda një periudhë kohe të specifikuar nga operatori i sistemit përkatës në koordinim me OST-në përkatëse;

iv. një modul gjenerues me aftësi për black start duhet të jetë i aftë të sinkronizohet brenda kufijve të frekuencës të treguar në nenin 13 (1)(a) dhe, ku zbatohet, kufijtë e tensionit të specifikuar nga operatori i sistemit përkatës ose nenin 16(2);

v. moduli gjenerues me aftësi për black start duhet të jetë në gjendje të rregullojë automatikisht rënien e tensionit të shkaktuar nga lidhja e kërkesës;

vi. një modul gjenerues me aftësi për black start duhet të:

- jetë në gjendje të rregullojë kyçjet e kërkesës në bllok;

- jetë në gjendje të operojë në LFSM-O dhe LFSM-U, siç specifikohet në pikën c të paragrafit 2, të këtij neni dhe nenit 13(2)(c);

- kontrollojë frekuencën në rast të mbi/nënfrekuencës brenda gjithë diapazonit të prodhimit të fuqisë aktive ndërmjet nivelit minimal të rregullimit dhe kapacitetit maksimal, si dhe në nivelin “me ngarkesë vetjake”;

- jetë në gjendje të operojë paralel me disa module gjeneruese brenda një ishulli; dhe

- kontrollojë tensionin automatikisht gjatë fazës së rivendosjes të sistemit;

Në lidhje me aftësinë për të marrë pjesë në operimin ishull:

i. Modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të marrin pjesë në operim ishull nëse kërkohet nga operatori i sistemit në koordinim me OST-në përkatëse; dhe:

- kufijtë e frekuencës për operim ishull duhet të jenë ata të përcaktuar në përputhje me nenin 13(1)(a);

- kufijtë e tensionit për operim ishull duhet të jenë ata të përcaktuar në përputhje me paragrafin 3, të nenit 15 ose paragrafin 2, të nenit 13, sipas rastit.

ii. Modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të operojnë në FSM gjatë operimit ishull, siç specifikohet në paragrafin 2 pika (d);.

Në rast të tepricës së prodhimit të energjisë, modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të reduktojnë prodhimin e fuqisë aktive nga pika e mëparshme e operimit në një pikë të re operimi brenda kurbës së aftësisë P-Q. Në lidhje me këtë, moduli gjenerues duhet të jetë në gjendje, për aq sa natyrshëm është e mundur teknikisht të reduktojë prodhimin e fuqisë aktive, por së paku në 55% të kapacitetit të tij maksimal.

iii. Metoda për të zbuluar një ndryshim nga operimi i sistemit të interkonektuar në operim ishull duhet të dakordohet ndërmjet pronarit të objektit gjenerues dhe operatorit të sistemit përkatës në koordinim me OST-në përkatëse. Metoda e dakorduar e zbulimit nuk duhet të mbështetet vetëm në sinjalet e pozicionit të ndërprerësit të operatorit të sistemit;

iv. Modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të operojnë në LFSM-O dhe LFSM-U gjatë operimit ishull, siç specifikohet në nenin 13 (2)(c).

c) Në lidhje me aftësinë për risinkronizim të shpejtë:

i. aftësia për risinkronizim të shpejtë kërkohet në rast të shkyçjes së modulit gjenerues nga rrjeti në përputhje me strategjinë e mbrojtjes së rënë dakord ndërmjet operatorit të rrjetit në koordinim me OST-në dhe pronarin e modulit gjenerues;

ii. moduli gjenerues me kohë minimale të risinkronizimit më të madhe se 15 minuta pas shkyçjes nga çdo furnizim i jashtëm me energji duhet të dizenjohej të ndalojë në regjimin “me nevoja vetjake” në çdo pikë operimi të kurbës së aftësisë P-Q. Në këtë rast, identifikimi i operimit në “houseload” nuk duhet të bazohet vetëm në sinjalet e pozicionit të ndërprerësit;

iii. modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të vazhdojnë operimin edhe pas ndalimit në “operim houseload”, pavarësisht nga çdo lidhje ndihmëse me rrjetin e jashtëm. Koha minimale e operimit duhet të specifikohet nga operatori i sistemit në koordinim me OST-në përkatëse duke marrë parasysh teknologjinë e karakteristikave specifike të teknologjisë së burimit primar.

6. Tipi C i moduleve gjeneruese duhet të përmbushë kërkesat e përgjithshme të menaxhimit të sistemit si më poshtë:



a) Në lidhje me humbjen e qëndrueshmërisë këndore ose humbjes së kontrollit, një modul gjenerues duhet të jetë në gjendje të shkyçet automatikisht nga rrjeti me qëllim që të mbështesë ruajtjen e sigurisë së sistemit dhe/ose të parandalojë dëmtimin e modulit gjenerues. Pronari i objektit gjenerues dhe operatori i sistemit në bashkëpunim me OST-në do të bien dakord mbi kriteret për të zbuluar humbjen e qëndrueshmërisë këndore ose humbjen e kontrollit;

b) Në lidhje me instrumentet:

i. objektet gjeneruese duhet të pajisen me instrumente për të siguruar regjistrim të defekteve dhe monitorim të sjelljes dinamike të sistemit. Këto objekte do të regjistrojnë parametrat e mëposhtëm:

- tensionin;
- fuqinë aktive;
- fuqinë reaktive; dhe
- frekuencën.

Operatori i sistemit do të ketë të drejtën të përcaktojë, cilësinë e parametrave të furnizimit që duhen përpiluar mbi kushtet para se t'i jepet njoftimin paraprak, për:

ii. parametrat e pajisjes regjistruese të defekteve duke përfshirë kriterin nxitës dhe shkallët kampion, për të cilat do të bihet dakord ndërmjet pronarit të objektit gjenerues, operatorit të rrjetit përkatës dhe OST-së respektive;

iii. monitorimin e sjelljes dinamike të sistemit do të përfshijë një oshilator ngacmimesh, të specifikuar nga operatori i sistemit në koordinim me OST-në për të zbuluar shuarjen e luhatjeve më të dobëta të fuqisë;

iv. objektet e monitorimit të cilësisë së furnizimit dhe të sjelljes dinamike të sistemit do të përfshijnë marrëveshjet me pronarit të objektit gjenerues, operatorit të rrjetit dhe/ose OST-së për aksesin në informacioni. Për protokollet e komunikimit, për të dhënat e regjistruara do të bihet dakord ndërmjet pronarit të modulit gjenerues, operatorit të sistemit dhe OST-së.

c) Në lidhje me modelet e simulimit:

i. me kërkesë të operatorit të sistemit ose të OST-së, pronari i objektit gjenerues duhet të sigurojë modele simulimi, të cilat reflektojnë saktësisht sjelljen e modulit gjenerues në të dyja gjendjet, në simulim dinamik dhe statik (komponentë 50 Hz) ose në simulimet elektromagnetike kalimtare.

Pronari i objektit gjenerues duhet të garantojë që modelet e siguruar janë verifikuar kundrejt rezultateve të testeve të pajtueshmërisë në kapitujt 2, 3 dhe 4, të pjesës IV, dhe do të njoftojë rezultatet e verifikimeve për operatorin relevant të sistemit ose SOT përkatës. Palët Kontraktuese mund të kërkojnë që një verifikim i tillë të kryhet nga një certifikues i autorizuar;

ii. modelet e siguruar nga pronari i objektit gjenerues duhet të përmbajnë nën-modelet e mëposhtme, në varësi të komponentëve individualë ekzistues:

- alternatori dhe motori primar;
- kontrolli i shpejtësisë dhe i fuqisë;
- kontrolli i tensionit, duke përfshirë nëse ka, funksionin e stabilizuesit të sistemit (PPS) dhe kontrollit të sistemit të eksitimit;

- modelet e mbrojtjes së modulit gjenerues siç është rënë dakord ndërmjet operatorit të sistemit dhe pronarit të objektit gjenerues; dhe

- modelet e konvertorit për modulet e parkut të energjisë;

iii. kërkesa nga operatori i sistemit përkatës, e përmendur në pikën (i) do të koordinohet me OST-në. Ajo do të përfshijë:

- formatin në të cilat do të sigurohen modelet;
- sigurimin e dokumentacionit për strukturën e modelit dhe bllokskemave;
- një vlerësim të kapacitetit max dhe minimal të lidhjes së shkurtër në pikën e lidhjes, e shprehur në MVA, si një ekuivalente të rrjetit;

iv. pronari i objektit gjenerues do të sigurojë regjistrime të performancës së modulit gjenerues për operatorin e sistemit ose OST-në përkatës nëse kërkohet. Operatori i sistemit përkatës ose OST përkatës mund të bëjnë një kërkesë të tillë, me qëllim që të krahasojnë përgjigjen e modeleve me këto regjistrime.

d) Në lidhje me instalimin e pajisjeve për operimin e sistemit dhe/ose të sigurisë, nëse operatori i sistemit ose OST-ja përkatëse gjykon që janë të nevojshme pajisje shtesë për t'u instaluar në një objekt gjenerues me qëllim për të ruajtur ose rivendosur operimin e sistemit ose sigurinë, operatori i sistemit apo OST-ja përkatëse dhe pronari i objektit gjenerues do ta shqyrtojnë këtë çështje dhe bien dakord për zgjidhjen e duhur.

e) Operatori i sistemit në bashkëpunim me OST-në përkatëse do të përcaktojë, kufijtë minimale dhe maksimale të shkallës së ndryshimit të prodhimit të fuqisë aktive (kufijtë e shkallëzuar) në të dyja drejtimet lart dhe poshtë, të ndryshimit të prodhimit të fuqisë aktive për një modul gjenerues duke marrë në konsideratë karakteristikat specifike të teknologjisë së motorit primar.

f) Rregullimi i tokëzimit të pikës së neutrit në anën e rrjetit të transformatorëve rritës, do të jetë në përputhje me specifikimet e operatorit të sistemit.

Neni 16

Kërkesa të përgjithshme për tipin D të moduleve gjeneruese

1. Përveç përmbushjes së kërkesave të listuara në nenin 13, përjashtuar nenin 13(2)(b),(6) dhe (7), nenin 14, përjashtuar pikën 2 të tij, dhe nenin 15, përjashtuar pikën 3 të tij, tipi D i moduleve gjeneruese duhet të përmbushë edhe kërkesat e përcaktuara në këtë nen.

2. Tipi D i moduleve gjeneruese do të përmbushë kërkesat e mëposhtme në lidhje me qëndrueshmërinë e tensionit:

a) Në lidhje me diapazonin e tensionit:

i. pa rënë ndesh me nenin 14(3)(a) dhe pikën (a), të paragrafit 3, më poshtë, një modul gjenerues duhet të jetë në gjendje të qëndrojë i lidhur me rrjetin dhe operojë brenda kufijve të tensionit të rrjetit në pikën e lidhjes, shprehur nga tensioni në pikën e lidhjes me tensioni reference 1 p.u dhe afatet kohore të përcaktuara nga tabelat 6.1 dhe 6.2;

ii. OST-ja përkatëse mund të specifikojë periudha më të shkurtra kohe gjatë së cilës modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të mbeten të lidhur me rrjetin në rastin e mbritensioneve të çastit dhe nënfrekuencës ose nëntensionit të çastit dhe mbifrekuencës;

iii. pavarësisht dispozitave në pikën (i), OST-ja përkatëse në Spanjë mund t'iu kërkojë moduleve gjeneruese të vazhdojnë të qëndrojnë të lidhur me rrjetin në diapazonet e tensionit ndërmjet 1.05 p.u dhe 1.0875 p.u për kohë të pakufizuar;

iv. për nivel të tensionit rrjetit 400kV (ose ndryshe zakonisht i referohemi si niveli 380 kV) referenca e vlerës 1 pu është 400kV, për nivele të tjera të tensionit të rrjetit tensioni reference 1 p.u mund të ndryshojë për çdo operator sistemi në të njëjtën zonë sinkrone;

v. pavarësisht nga dispozitat e pikës (i), OST-të përkatëse në zonën sinkronike të Baltikut mund të kërkojnë që modulet gjeneruese të energjisë të mbeten të lidhura me rrjetin 400 kV në kufijtë e tensionit dhe për periudhat kohore që aplikohen në zonën sinkronike të Evropës Kontinentale.

Tabela 6.1

Zona sinkrone	Diapazoni tensionit	Koha për operim
Evropa Kontinentale	0.85 pu – 0.90 pu	60 minuta
	0.90 pu – 1.118 pu	Pa kufizim
	1.118 pu – 1.15 pu	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 20 minuta, dhe jo më shumë se 60 minuta
Nordike	0,90 pu-1,05 pu	Pa limit
	1,05 pu-1,10 pu	60 minuta
Britania e Madhe	0,90 pu-1,10 pu	Pa limit



Irlanda dhe Irlanda e Veriut	0,90 pu-1,118 pu	Pa limit
Baltike	0,85 pu-0,90 pu	30 minuta
	0,90 pu-1,118 pu	Pa limit
	1,118 pu-1,15 pu	20 minuta
Gjeorgjia	0,85 pu-0,90 pu	60 minuta
	0,90 pu-1,12 pu	Pa limit
	1,12 pu-1,15 pu	20 minuta

Kjo tabelë tregon minimumin e kohës gjatë së cilës një modul gjenerues duhet të jetë në gjendje të operojë pa u shkyçur nga rrjeti, për tensione në pikën e lidhjes që ndryshojnë nga vlera e referencës 1pu, ku tensioni bazë për vlera të pu është nga 110 kV deri 300 kV.

Tabela 6.2

Zona sinkrone	Diapazoni tensionit	Koha për operim
Evropa Kontinentale	0,85 pu-0,90 pu	60 minuta
	0,90 pu-1,05 pu	Pa kufizim
	1,05 pu-1,10 pu	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 20 minuta, dhe jo më shumë se 60 minuta
Nordike	0,90 pu-1,05 pu	Pa limit
	1,05 pu-1,10 pu	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më shumë se 60 minuta
Britania e Madhe	0,90 pu-1,05 pu	Pa limit
	1,05 pu-1,10 pu	15 minuta
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	0,90 pu-1,05 pu	Pa limit
Baltiku	0,88 pu-0,90 pu	20 minuta
	0,90 pu-1,097 pu	Pa limit
	1,097 pu-1,15 pu	20 minuta
Gjeorgjia	0,85 pu-0,90 pu	60 minuta
	0,90 pu-1,10 pu	Pa limit
	1,10 pu-1,15 pu	20 minuta

Tabela tregon kohën minimale që një modul gjenerues duhet të jetë në gjendje të operojë pa u shkyçur nga rrjeti për tensione në pikën e lidhjes që ndryshojnë nga vlera referente 1 pu ku tensioni bazë për vlera të pu është nga 300 kV deri 500 kV.

b) Diapazone më të gjera të tensionit ose kohë minimale më të gjata operimi mund dakordohet ndërmjet operatorit të sistemit në koordinim me OST-në dhe pronarin e objektit gjenerues. Nëse diapazone më të gjera tensioni ose kohë minimale më të gjata për operim janë ekonomikisht dhe teknikisht të të mundshme, pronari i objektit gjenerues nuk ka pse të mos bëjë marrëveshje;



c) Ndërkohë që respektohet dispozita e pikës (a), operatori i sistemit në bashkëpunim me OST-në përkatëse do të ketë të drejtën të specifikojë tensionet në pikën e lidhjes në të cilët një modul gjenerues duhet të jetë në gjendje të shkyçet automatikisht. Për termat dhe tarimet për shkyçje automatike do të bihet dakord ndërmjet operatorit të sistemit dhe pronarit të objektit gjenerues.

3. Tipi D i moduleve gjeneruese do të përmbushë kërkesat e mëposhtme, në lidhje me qëndrueshmërinë:

a) Në lidhje me aftësinë e operimit në avari:

i. modulet gjeneruese duhet të jenë në gjendje të qëndrojnë të lidhur me rrjetin dhe vazhdojnë operimin stabël edhe pasi sistemi është shqetësuar nga defekte të sigurta. Kjo aftësi duhet të jetë në përputhje me profilin e tensionit kundrejt kohës në pikën e lidhjes për kushte defekti të specifikuar nga OST-ja përkatëse.

Profilin e tensionit kundrejt kohës duhet të shprehë një limitin më të ulët të kursit aktual të tensionit fazë-fazë për nivelin e tensionit të rrjetit në pikën e lidhjes, gjatë defekteve simetrike, si funksion i kohës para, gjatë dhe pas defektit.

Ky kufi më i ulët duhet të specifikohet nga OST-ja respektive, duke përdorur parametrat e caktuar në figurën 3 dhe brenda diapazoneve të caktuara në tabelat 7.1 dhe 7.2, për tipin D të moduleve gjeneruese të lidhur në ose mbi nivelin 110 kV.

Ky kufi më i ulët duhet të specifikohet nga OST-ja përkatëse, duke përdorur parametrat e caktuar në figurën 3 dhe brenda diapazoneve të caktuara në tabelat 3.1 dhe 3.2 për tipin D të moduleve gjeneruese të lidhur poshtë nivelit 110kV;

ii. çdo OST duhet të specifikojë kushtet parafektit dhe pasdefektit për aftësi të operimit në avari siç përmendet në nenin 14(3)(a)(iv). Kushtet e specifikuar parafektit dhe pasdefektit për aftësi të operimit në avari duhet të bëhen të disponueshme publikisht.

Tabela 7.1

Parametrat për figurën 3 për aftësinë e operimit në avari të moduleve gjeneruese sinkrone

Parametrat e tensionit [pu]		Parametrat e kohës [sekonda]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0.14 – 0.15 (ose 0.14 - 0.25 nëse mbrojtja e sistemit dhe siguria e operimit e kërkojnë kështu).
U_{clear} :	0.25	t_{rec1} :	$t_{clear} - 0.45$
U_{rec1} :	0.5 – 0.7	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0.7$
U_{rec2} :	0.85 – 0.9	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1.5$

Tabelë 7.2

Parametrat për figurën 3 për aftësinë e operimit në defekt për modulet e parkut të energjisë

Parametrat e tensionit [pu]		Parametrat e kohës [sekonda]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0.14 – 0.15 (ose 0.14 -0.25 nëse mbrojtja e sistemit dhe siguria e operimit e kërkojnë kështu)
U_{clear} :	U_{ret}	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0.85	t_{rec3} :	1.5 – 3.0

b) Me kërkesë të pronarit të objektit gjenerues, operatori i sistemit përkatës do të sigurojë kushtet e parafektit dhe pasdefektit që do merren në konsideratë për aftësinë e operimit në avari si rezultat i llogaritjeve në pikën e lidhjes, siç përcaktohet me nenin 14(3)(a)(iv) lidhur me:



- i. kapacitetin minimal të lidhjes së shkurtër parafektit në çdo pikë lidhjeje të shprehur në MVA;
 - ii. pikën e operimit parafektit të modulit gjenerues të shprehur si prodhim i fuqisë aktive dhe prodhim i fuqisë reaktive në pikën e lidhjes dhe tensionit në pikën e lidhjes; dhe
 - iii. kapacitetin minimal të lidhjes të shkurtër pasdefektit në çdo pikë lidhjeje të shprehur në MVA.
- c) Aftësitë e operimit në avari në rastin e defekteve asimetrike do të specifikohen nga secila OST.
4. Tipi D i moduleve gjeneruese duhet të përmbushë kërkesat e mëposhtme të menaxhimit të përgjithshëm të sistemit:
- a) Në lidhje me sinkronizimin, kur starton një modul gjenerues, sinkronizimi do të kryhet nga pronari i modulit gjenerues vetëm pas autorizimit nga operatorit i sistemit.
 - b) Moduli gjenerues do të pajiset me aparaturat e nevojshme për sinkronizim.
 - c) Sinkronizimi i moduleve gjeneruese do të jetë i mundur për frekuenca brenda kufijve të përcaktuar në tabelën 2.
 - d) Operatori i sistemit përkatës dhe pronari i modulit gjenerues do të bien dakord për parametrat e pajisjeve të sinkronizimit për të cilat do dakordohet para operimit të modulit gjenerues. Kjo marrëveshje do të mbulojë çështjet e mëposhtme:
 - i. tensionin;
 - ii. frekuencën;
 - iii. fazimin;
 - iv. sekuencën e fazës;
 - v. devijimin e tensionit dhe frekuencës.

KAPITULLI 2

KËRKESAT PËR MODULET GJENERUESE SINKRONE

Neni 17

Kërkesat për tipin B të moduleve gjeneruese sinkrone

1. Tipi B i moduleve gjeneruese sinkrone do të përmbushë kërkesat e listuara në nenin 13 përveç nenit 13(2)(b), dhe 14.
2. Modulet gjeneruese të tipit B duhet të përmbushin kërkesat e shtesë të mëposhtme në lidhje me qëndrueshmërinë e tensionit:
 - a) Në lidhje me aftësinë për fuqi reaktive, operatori i sistemit do të ketë të drejtën të përcaktojë aftësinë e modulit gjenerues sinkron për të siguruar fuqi reaktive.
 - b) Në lidhje me sistemin e kontrollit të tensionit, një modul gjenerues sinkron do të pajiset me një sistem kontrolli automatik me eksitim të përhershëm me qëllim që të sigurojë tension konstant në terminalët e alternatorit në një pikë të zgjedhur të tarimit pa shkaktuar paqëndrueshmëri në të gjithë kufijtë e operimit të modulit gjenerues sinkron.
3. Në lidhje me qëndrueshmërinë, tipi B i moduleve gjeneruese sinkrone duhet të jetë në gjendje të sigurojë mbulimin me fuqi aktive pas defektit. OST-ja duhet të specifikojë madhësinë dhe kohën për rivendosje të fuqisë aktive.

Neni 18

Kërkesat për tipin C të moduleve gjeneruese sinkrone

1. Tipi C i moduleve gjeneruese sinkrone duhet të përmbushë kërkesat e përcaktuara në nenet 13, 14, 15 dhe 17, përveç nenit 13(2)(b) dhe 13(6), nenit 14(2) dhe nenit 17(2)(a).
2. Modulet gjeneruese sinkron të tipit C duhet të përmbushin kërkesat e mëposhtme shtesë në lidhje me qëndrueshmërinë e tensionit:
 - a) Në lidhje me aftësinë për fuqi reaktive, operatori i sistemit mund të specifikojë sigurim të fuqisë reaktive shtesë në pikën e lidhjes së një moduli gjenerues sinkron që nuk është as në zonën e terminaleve të tensionit të lartë të transformatorit rritës për nivel të tensionit në pikën lidhjes dhe as në terminalët e alternatorit, nëse nuk ka transformator rritës. Kjo fuqi reaktive shtesë do të kompensojë kërkesën për fuqi reaktive të linjës ose kabllot të tensionit të lartë ndërmjet terminaleve të tensionit të

lartë të transformatorit rritës të modulit gjenerues sinkron ose të terminaleve të alternatorit të tij, nëse nuk ka transformator rritës dhe pikës së lidhjes dhe do të sigurohet nga pronari përgjegjës i asaj linje ose kablo.

b) Në lidhje me kapacitetin maksimal të aftësisë për fuqi reaktive:

i. operatori i sistemit në bashkëpunim me OST-në do të specifikojë kërkesat për sigurimin e aftësinë për fuqi reaktive në kontekstin e tensionit të ndryshueshëm. Për këtë qëllim operatori i sistemit do të specifikojë karakteristikën $U-Q/P_{\max}$ brenda kufijve ku një modul gjenerues sinkron do të jetë në gjendje të sigurojë fuqi reaktive në kapacitetin e tij maksimal. Kurba e grafikut $U-Q/P_{\max}$ mund të marrë çdo formë, duke marrë parasysh kostot potenciale të shpërndarjes së aftësisë për të siguruar prodhim të fuqisë reaktive në tension të lartë dhe konsum të fuqisë reaktive në tension të ulët;

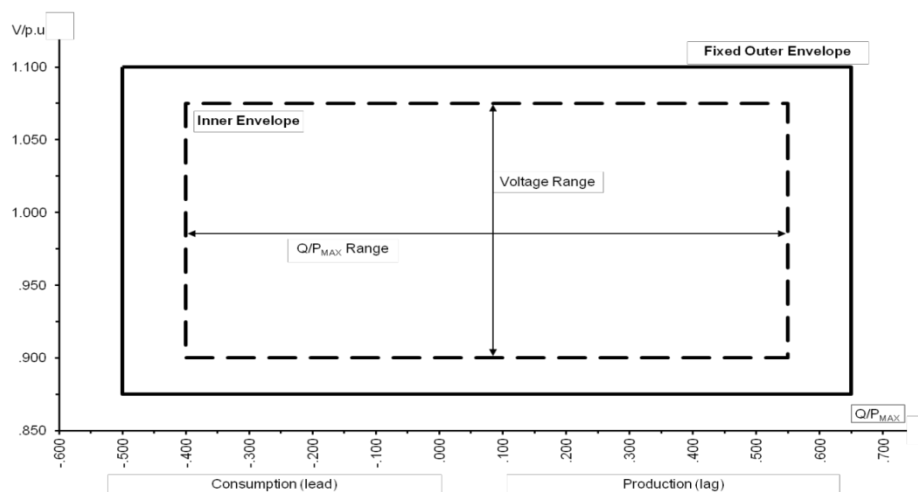
ii. karakteristika $U-Q/P_{\max}$ duhet të përcaktohet nga operatori i sistemit në bashkëpunim me OST-në, në përputhje dhe me parimet e mëposhtme:

- $U-Q / P_{\max}$ e grafikut nuk duhet të kalojë mbulesën $U-Q/P_{\max}$ të profilit, të paraqitur nga sipërfaqja e brendshme e grafikut në [figurën 7](#);

- përmasat e sipërfaqes së brendshme të grafikut $U-Q/P_{\max}$ (diapazoni i $Q/P_{\max}$ dhe i tensionit) përcaktohen për çdo zonë sinkrone në [tabelën 8](#); dhe

- pozicioni i sipërfaqes së brendshme të kurbës $U-Q/P_{\max}$ duhet të jetë brenda kufijve të kuadratisht të jashtëm të fiksuar të grafikut në [figurën 7](#).

Figura 7
Karakteristika $U-Q/P_{\max}$ i një moduli gjenerues sinkron



Grafiku tregon kufijtë e karakteristikës $U-Q/P_{\max}$ nga tensioni në pikën e lidhjes i shprehur me raportin e vlerës aktuale dhe vlerës reference 1 pu, kundrejt raportit të fuqisë reaktive (Q) dhe kapacitetit maksimal ($P_{\max}$). Pozicioni, madhësia dhe forma e grafikut të brendshëm janë tregues.

Tabela 8
Parametrat për pjesën e brendshme të grafikut në [figurën 7](#)

Zona sinkrone	Diapazoni maksimal i $Q/P_{\max}$	Diapazoni maksimal i nivelit të tensionit në gjendje statike në pu
Evropë Kontinentale	0.95	0.225
Nordike	0.95	0.150
Britania e Madhe	0.95	0.225
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	1.08	0.218
Baltik	1.0	0.220
Gjeorgjia	1.0	0.220



iii. kërkesat për sigurimin e aftësisë për fuqi reaktive që zbatohen në pikën e lidhjes. Për forma të grafikut të ndryshme nga drejtkëndëshi, diapazoni i tensionit paraqet vlerën më të lartë dhe më të ulët. Diapazoni i plotë i fuqisë reaktive për këto arsye nuk pritet të jetë i disponueshëm për diapazonin e vlerave për gjendje të qëndrueshme të tensionit;

iv. modulet gjeneruese sinkronë do të jenë në gjendje të lëvizin në çdo pikë operimi brenda karakteristikës $U-Q/P_{\max}$ në afate kohore të përshtatshme për të synuar vlerat e kërkuara nga operatori i sistemit.

c) Në lidhje me aftësinë për fuqi reaktive poshtë kapacitet maksimal, kur operon në prodhim të fuqisë aktive nën kapacitetin maksimal ($P < P_{\max}$), modulet gjeneruese sinkronë do të jenë në gjendje të operojnë në çdo pikë të mundshme operimi të kurbës së aftësisë P-Q të alternatorit të modulit gjenerues sinkron, së paku deri në nivelin minimal të operimit stabil. Edhe me uljen e prodhimit të fuqisë aktive, furnizimi me fuqi reaktive në pikën e lidhjes duhet të korrespondojë plotësisht me kurbën e aftësisë së alternatorit të atij moduli gjenerues sinkron, duke marrë parasysh furnizimin me shërbime ndihmëse, humbjet në fuqi aktive dhe reaktive në transformatorët rritës nëse ka.

Neni 19

Kërkesat për tipin D të moduleve gjeneruese sinkrone

1. Tipi D i moduleve gjeneruese sinkrone duhet të përmbushë kërkesat e caktuara në nenin 13, përveç pikës 13(2)(b) dhe (6), nenit 14 përveç pikës 14(2), nenin 15 përveç pikës 15(3), nenin 16, nenin 17 përveç pikës 17(2) dhe nenin 18.

2. Tipi D i moduleve gjeneruese sinkrone do të përmbushë edhe kërkesat shtesë në lidhje me qëndrueshmërinë e tensionit:

a) Parametrat dhe tarimet e komponentëve të sistemit të kontrollit të tensionit do të dakordohen ndërmjet pronarit të objektit gjenerues dhe operatori të sistemit, në koordinim me OST-në përkatëse;

b) Marrëveshjet e përmendura në nënparagrafin (a) do të mbulojnë specifikimet dhe performancën e rregullatorit automatik të tensionit ('AVR') në lidhje me kontrollin e tensionit në gjendje statike dhe kalimtare dhe specifikimet dhe performancën e kontrollit të sistemit të eksitimit. Më tej do të përfshijnë:

i. kufizimin e gjerësisë së bandës së sinjalit dalës për t'u siguruar që frekuenca më e lartë e përgjigjes nuk mund të shkaktojë lëkundje të trupit të moduleve gjeneruese të tjerë, të lidhur me rrjetin;

ii. një limitator nënëksitimi për të parandaluar rregullatorin automatik të tensionit të reduktojë eksitimin e alternorit në një nivel tillë që do të rrezikonte qëndrueshmërinë sinkrone;

iii. një limitator mbiëksitimi për të siguruar që eksitimi i alternatorit nuk është i kufizuar në më pak se vlera maksimale që mund të arrihet duke synuar sigurimin e punës së modulit gjenerues sinkron brenda kufijve të projektimit;

iv. një limitator të rrymës së statorit; dhe

v. një funksion PPS për të zbutur luhatjet e fuqisë, nëse madhësia e modulit gjenerues sinkron është mbi kapacitetin maksimal të përcaktuar nga OST-ja.

3. OST-ja respektive dhe pronari i objektit gjenerues do të hyjnë në marrëveshje në lidhje me aftësitë teknike të modulit gjenerues në ndihmë të qëndrueshmërisë këndore nën kushte defekti.

KAPITULLI 3

KËRKESA PËR MODULET E PARKUT TË ENERGJISË

Neni 20

Kërkesa për tipin B të modulit të parkut

1. Tipi B i moduleve të parkut të energjisë duhet të përmbushë kërkesat në lidhje me nenin 13, përveç pikës 13(2)(b) dhe nenin 14.

2. Tipi B i moduleve të parkut të energjisë duhet të përmbushë kërkesat shtesë të mëposhtme në lidhje me stabilitetin e tensionit:



a) Në lidhje me aftësinë për fuqi reaktive, operatori i sistemit do të ketë të drejtën të specifikojë, aftësinë e një moduli të parkut të energjisë për të siguruar fuqi reaktive.

b) Operatori i sistemit përkatës në bashkëpunim me OST-në do të ketë të drejtën të specifikojë, për një modul të parkut të energjisë, të jetë në gjendje të sigurojë “injektim të shpejtë të rrymës “në pikën e lidhjes gjatë defektit simetrik (3-fazor) nën kushtet si më poshtë:

i. moduli i parkut të energjisë duhet të jetë në gjendje të aktivizojë furnizimin me “rrymë të shpejtë në avari” edhe nga:

- sigurimi i furnizimit me “rrymë të shpejtë në avari” në pikën e lidhjes; ose

- matjet e devijimeve të tensionit në терминалет e njërive individuale të moduleve të parkut të energjisë dhe duke siguruar “rrymë të shpejtë në avari” në терминалет e këtyre njërive.

ii. operatori i sistemit përkatës në koordinim me OST-në përkatëse do të specifikojë:

- kur dhe si përcaktohet devijimi i tensionit, si dhe fundin i devijimeve të tensionit;

- karakteristikat e “rrymë e shpejtë në avari”, përfshirë sferën kohore për matjet e devijimeve të tensionit dhe “rrymës së shpejtë në avari” për të cilat rryma dhe tensioni mund të maten në mënyra të ndryshme nga metoda e specifikuar në nenin 2 (gabim në original);

- kohën dhe saktësinë e “rrymë e shpejtë në avari” në rastet e defekteve asimetrike (1-fazore ose 2-fazore), të cilat mund të përfshijnë disa faza gjatë defektit dhe pas pastrimit të tij;

c) Në lidhje me furnizimin me “rrymë të shpejtë në avari” në rastin e defekteve asimetrike (1-fazore ose 2-fazore), operatori i sistemit përkatës në koordinim me OST-në përkatëse do të ketë të drejtën të specifikojë një kërkesë për injektim rryme asimetrike shtesë.

3. Tipi B i moduleve të parkut të energjisë duhet të përmbushë kërkesat e mëposhtme shtesë në lidhje me qëndrueshmërinë:

a) OST-ja përkatëse do të specifikojë mbulimin me fuqi aktive pasdefektit që një modul i parkut të energjisë është në gjendje të sigurojë si më poshtë:

i. kur fillon mbulimi me fuqi aktive pasdefektit, bazuar në kriterin e tensionit;

ii. kohën maksimale të lejuar për mbulim të fuqisë aktive; dhe

iii. madhësinë dhe saktësinë për mbulimin me fuqi aktive.

b) Specifikimet duhet të jenë në përputhje me parimet e mëposhtme:

i. ndërvarësitë ndërmjet kërkesave për “rrymë e shpejtë në avari” në përputhje me pikat (b) dhe (c), të paragrafit (2) dhe mbulimit me fuqi aktive;

ii. varësisë ndërmjet kohëve për mbulim me fuqi aktive dhe kohëzgjatjes së devijimeve të tensionit;

iii. një kufi të specifikuar të kohës maksimale të lejuar për mbulim me fuqi aktive;

iv. mjaftueshmërisë ndërmjet nivelit të restaurimit të tensionit dhe madhësisë minimale për restaurim me fuqi aktive; dhe

v. shuarjes siç duhet të lëkundjeve të fuqisë aktive.

Neni 21

Kërkesat për tipin C të moduleve të parkut të energjisë

1. Tipi C i moduleve të parkut duhet të përmbushë kërkesat e listuara në nenin 13 përveç pikës 13(2)(b) dhe (6), të nenit 14 përveç pikës 14(2), nenit 15 dhe nenit 20, përveç nenit 20(2)(a), përveç nëse referohet ndryshe në pikën (v), të paragrafit (3) (d).

2. Tipi C i moduleve të parkut duhet të përmbushë kërkesat shtesë të mëposhtëm në lidhje me qëndrueshmërinë ndaj frekuencës:

a) OST-ja do të ketë të drejtën të specifikojë që modulet e parkut të energjisë të jenë në gjendje të sigurojnë inerci sintetike gjatë devijimeve shumë të shpejta të frekuencës;

b) Parimet e operimit të sistemit të kontrollit të instaluar për të siguruar inerci sintetike dhe parametrat në lidhje me performancën duhet të specifikohen nga OST-ja.

3. Tipi C i moduleve të parkut të energjisë do të plotësojë kërkesat e mëposhtme shtesë në lidhje me qëndrueshmërinë e tensionit:

a) Në lidhje me aftësinë për fuqi reaktive, operatori i sistemit përkatës mund të specifikojë sigurimin e fuqisë reaktive shtesë nëse pika e lidhjes së modulit të parkut të energjisë nuk është në zonën e terminaleve të transformatorit rritës të nivelit të tensionit në pikën e lidhjes dhe as në terminalet e konvertorit nëse nuk ka transformator rritës. Kjo fuqi reaktive shtesë duhet të kompensojë kërkesën për fuqi reaktive të linjës ose kabllot të tensionit të lartë ndërmjet terminaleve të transformatorit rritës së modulit të parkut ose të terminaleve të konvertorit, nëse nuk ka transformator rritës dhe pikës së lidhjes dhe do të sigurohet nga pronari përgjegjës i linjës ose kabllot.

b) Në lidhje me aftësinë për fuqi reaktive në kapacitet maksimal:

i. operatori i sistemit në koordinim me OST-në do të përcaktojë, kërkesat për rezervat e aftësisë për fuqi reaktive në varësi të ndryshimit të tensionit. Për ta bërë këtë, ai do të përcaktojë kurbën e aftësisë $U-Q/P_{\max}$, që mund të marrë formë brenda kufijve në të cilët moduli i parkut të energjisë do të jetë në gjendje të sigurojë fuqi reaktive në kapacitetin e saj maksimal.

ii. kurba $U-Q/P_{\max}$ duhet të përcaktohet nga çdo operator i sistemit në bashkëpunim me OST-në përkatëse, në përputhje me parimet e mëposhtme:

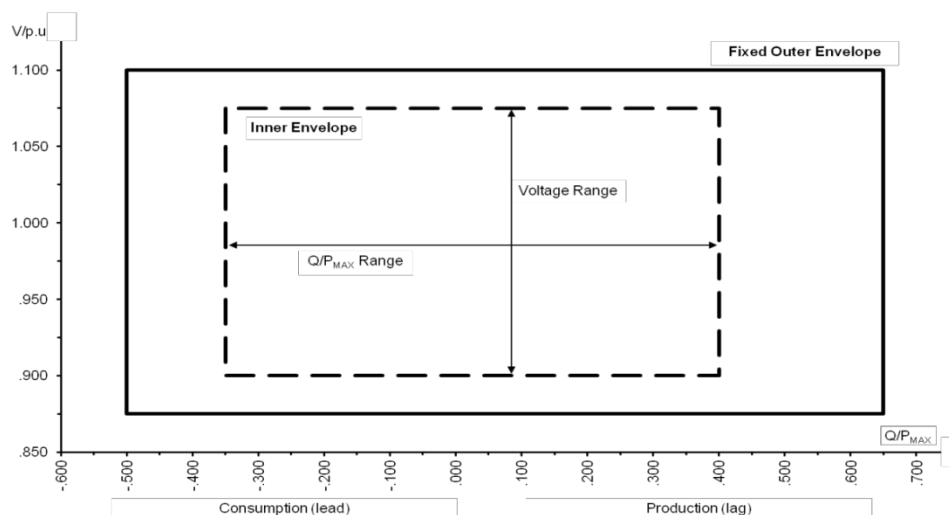
- $U-Q / P_{\max}$ e grafikut nuk duhet të kalojë mbështjellësen e kurbës $U-Q / P_{\max}$, të përfaqësuar nga sipërfaqja e brendshme e grafikut në figurën 8;

- përmasat e mbështjellëses për grafikun $U-Q/P_{\max}$ (diapazoni i $Q/P_{\max}$ dhe i tensionit) do të jenë brenda vlerave të specifikuara për çdo zonë sinkrone në tabelën 9;

- pozicioni i karakteristikës $U-Q/P_{\max}$ duhet të jetë brenda kufijve të jashtëm të fiksuara të vlerave të grafikut në figurën 8; dhe

- forma e $U-Q/P_{\max}$ nuk mund të ketë çdo lloj forme duke marrë parasysh kostot e mundshme të shpërndarjes së aftësisë për të siguruar prodhim të fuqisë reaktive në tension të lartë dhe konsum të fuqisë reaktive dhe konsum të saj në tension të ulët.

Figura 8
Kurba $U-Q/P_{\max}$ e modulit të parkut të energjisë



Diagrami paraqet kufijtë e një kurbe varësie të $U-Q/P_{\max}$ të tensionit në pikën e lidhjes të shprehur nga raporti i vlerës aktuale dhe vlerës referente 1pu, kundrejt raportit të fuqisë reaktive (Q) dhe të kapacitetit maksimal ($P_{\max}$). Pozicioni, madhësia dhe forma e pjesës së brendshme të grafikut janë ilustruese.



Tabela 9
Parametrat për grafikun e brendshëm në figurën 8

Zona sinkrone	Diapazoni maksimal i Q/P_{max}	Diapazoni maksimal i Nivelit të tensionit në gjendje të qëndrueshme në PU
Evropa Kontinentale	0.75	0.225
Nordik	0.95	0.150
GB	0.66	0.225
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	0.66	0.218
Baltik	0.80	0.220

iii. Kërkesat për sigurimin e aftësisë për fuqi reaktive zbatohen në pikën e lidhjes. Për forma të profilit të ndryshme nga drejtkëndëshi, diapazoni i tensionit paraqet vlerat më të larta dhe më të ulëta. Diapazoni i plotë i fuqisë reaktive për këtë arsye nuk pritet të jetë i disponueshëm gjatë diapazonit të tensionit të gjendjes së qëndrueshme.

c) Në lidhje me aftësinë për fuqi reaktive më poshtë se kapaciteti maksimal:

i. operatori i sistemit në bashkëpunim me OST-në përkatëse do të përcaktojë kërkesat për sigurimin e aftësisë për fuqi reaktive dhe do të specifikojë grafikun $P-Q/P_{max}$ i cili mund të marrë çdo formë brenda kufijve në të cilët moduli i parkut të energjisë do të jetë në gjendje të sigurojë fuqi reaktive poshtë kapaciteti maksimal.

ii. kurba e $P-Q/P_{max}$ është përcaktuar nga çdo operator sistemi në bashkëpunim me OST-në, në pajtim me parimet e mëposhtme:

- kurba $P-Q/P_{max}$ nuk do të kalojë konturet e përfaqësuara nga pjesa e brendshme e mbështjellësës së grafikun në figurën 9;

- diapazoni Q/P_{max} i mbështjellësës $P-Q/P_{max}$ është i përcaktuar për çdo zonë sinkrone në tabelën 9;

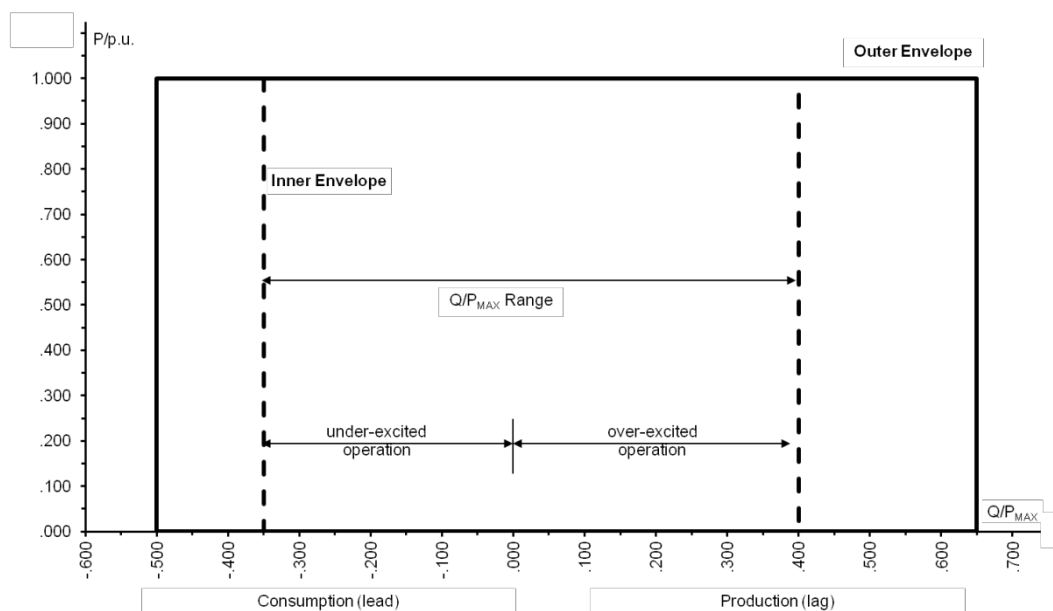
- diapazoni i fuqisë aktive të kuadratit të grafikut $P-Q/P_{max}$ për fuqi reaktive zero do të jetë 1 pu;

- grafiku i $P-Q/P_{max}$ mund të jetë në çdo formë dhe do të përfshijë kushtet për aftësi për fuqi reaktive për vlerë 0 të fuqisë aktive; dhe

- pozicioni i $P-Q/P_{max}$ do të jetë brenda kufijve të mbështjellësës së jashtme të fiksuar të grafikut në figurën 9;

iii. kur operohet me prodhim të fuqisë aktive poshtë kapacitetit maksimal ($P < P_{max}$), moduli i parkut të energjisë duhet të jetë në gjendje të sigurojë fuqi aktive në çdo pikë operimi të kurbës së karakteristikës $P-Q/P_{max}$, nëse të gjitha njësitë e atij moduli të parkut të energjisë që gjenerojnë energji janë të disponueshme teknikisht, p.sh. jo jashtë shërbimit për shkak të mirëmbajtjes apo defekteve), përndryshe mund të kemi më pak aftësi për fuqi reaktive duke marrë në konsideratë disponueshmërinë teknike.

Figura 9
Grafiku P-Q/P_{max} i një moduli të parkut të energjisë



Grafiku përfaqëson kufijtë e P-Q/P_{max} në pikën e lidhjes në varësi të fuqisë aktive, e shprehur nga raporti i vlerës aktuale dhe kapacitetit maksimal pu, përkundrejt raportit të fuqisë reaktive (Q) dhe kapacitetit maksimal (P_{max}). Pozicioni, madhësia dhe pjesa e brendshme e grafikut janë ilustruese.

iv. Moduli i parkut të energjisë do të jetë i aftë të lëvizë në çdo pikë operimi brenda karakteristikës së tij P-Q/P_{max} në afatet kohore të përshtatshme, për të synuar vlerat e kërkuara nga Operatori i sistemit.

d) Në lidhje me mënyrat e kontrollit të fuqisë reaktive:

i. moduli i parkut të energjisë do të jetë në gjendje të sigurojë fuqi reaktive automatikisht ose nga mënyra me kontroll të tensionit, ose mënyrës me kontroll të fuqisë reaktive, ose me mënyrën me kontroll të faktorit të fuqisë;

ii. për qëllime të mënyrës me kontroll të tensionit, moduli i parkut të energjisë do të jetë në gjendje të kontribuojë në kontrollin e tensionit në pikën e lidhjes duke siguruar shkëmbimi të fuqisë reaktive me rrjetin në një vlerë të taruar të tensionit që mbulon 0.95 deri 1.05 pu në hapa jo më të mëdhenj se 0.01% pu me pjerrësi në diapazonin e 2 deri 7% në hapa jo më të mëdhenj se 0.5%. Prodhimi i fuqisë reaktive do të jetë 0 kur vlera e tensionit të rrjetit në pikën e lidhjes barazohet me tensionin e tarimit;

iii. tarimi mund të operohet me ose pa deadbanden që mund të zgjidhur në diapazon nga 0 në ±5% të tensionit të rrjetit referent, në hapa jo më të mëdhenj se 0.5%;

iv. pas një ndryshimi me hap të tensionit, moduli i parkut të energjisë duhet të jetë në gjendje të arrijë 90% të ndryshimit të prodhimit të fuqisë reaktive brenda kohës t_1 që do specifikohet nga operatori i sistemit, në diapazonin 1–5 sekonda dhe të vendosur në një vlerë të përcaktuar nga pjerrësia brenda kohës t_2 të specifikuar nga operatori i sistemit përkatës, në diapazonin 5 deri 60 sekonda, me një tolerancë të reaktivës së gjendjes së qëndrueshme, jo më të madhe se 5% të maksimumit të fuqisë reaktive maksimale. Operatori i sistemit përkatës do të përcaktojë specifikimet e kohës;

v. për qëllime të mënyrës së kontrollit të fuqisë reaktive, moduli i parkut të energjisë duhet të jetë në gjendje të vendosë vlerë të tarimit të fuqisë reaktive kudo në diapazonin e fuqisë reaktive, të përcaktuar në nenin 20 (2) (a) dhe nenin 21 (3) (a) dhe (b), me hapa të taruar jo më të mëdhenj se 5 MVar ose 5% (cili të jetë më i vogël) të fuqisë së plotë reaktive, duke kontrolluar fuqinë reaktive në pikën e lidhjes me një saktësi brenda ±5 MVar ose ± 5% (cilido që është më i vogël) të fuqisë reaktive të plotë.

vi. për qëllime të mënyrës së kontrollit të faktorit të fuqisë, moduli i parkut të energjisë duhet të jetë në gjendje të kontrollojë faktorin e fuqisë në pikën e lidhjes brenda diapazonit të kërkuar të fuqisë



reaktive të përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës, në përputhje me nenin 20 (2)(a) dhe të nenit 21(3) (a) dhe (b), me një faktor fuqie të synuar në hapa jo më të madh se 0.01. Operatori i sistemit përkatës do të përcaktojë, vlerën e synuar të faktorit të fuqisë, tolerancën dhe kohën për të arritur faktorin e fuqisë të synuar pas një ndryshimi të papritur të prodhimit të fuqisë aktive. Toleranca e targetit të faktorit të fuqisë do të shprehet nëpërmjet tolerancës së fuqisë reaktive korresponduese. Kjo tolerancë e fuqisë reaktive duhet të shprehet ose nga vlera absolute ose nga përqindja e maksimumit të fuqisë reaktive të modulit të parkut të energjisë;

vii. operatori i sistemit përkatës në koordinim me OST-në dhe pronarin e modulit të parkut të energjisë do të përcaktojë, se cilën nga tri metodat e kontrollit të fuqisë reaktive dhe tarimet lidhur me to do të aplikohen, si dhe çfarë pajisje të tjera nevojiten për të bërë përshtatjen e tarimit përkatës, për t'u operuar nga distanca.

e) Në lidhje me prioritetin për kontributin e fuqisë aktive ose reaktive, OST-ja do të përcaktojë nëse kontributi i fuqisë aktive ose kontributi i fuqisë reaktive ka prioritet gjatë defektit, për të cilët kërkohet aftësia e operimit në avari. Në qoftë se prioritet i është dhënë kontributit të fuqisë aktive, sigurimi i saj do të bëhet jo më vonë se 150 msek nga fillimi i defektit.

f) Në lidhje me kontrollin e shuarjes së lëkundjeve, nëse kërkohet nga OST-ja, moduli i parkut të energjisë duhet të jetë i aftë të kontribuojë në shuarjen e lëkundjeve të energjisë. Tensioni dhe karakteristikat e kontrollit të fuqisë reaktive të modulit të parkut të energjisë nuk duhet të kenë efekt të kundërt në shuarjen e lëkundjeve të energjisë.

Neni 22

Kërkesat për tipin D të moduleve të parkut të energjisë

Modulet e parkut të energjisë të tipit D duhet të përmbushin kërkesat e renditura në nenin 13, me përjashtim të pikës 13 (2)(b) dhe (6), nenin 14, me përjashtim të pikës 14 (3), nenin 15, me përjashtim të pikës 15(3), nenin 16, nenin 20 me përjashtim të nenit 20(2)(a) dhe nenit 21.

KAPITULLI 4

KËRKESAT PËR MODULET E PARKUT TË ENERGJISË OFFSHORE

Neni 23

Dispozita të përgjithshme

1. Kërkesat e përcaktuara në këtë kapitull do të zbatohen në lidhjen me rrjetin të moduleve të parkut të energjisë të lidhur në AC dhe me vendndodhje në offshore. Një modul i parkut të energjisë i lidhur në AC me vendndodhje në offshore i cili nuk ka pikë lidhjeje në offshore duhet të konsiderohet si një modul i parkut onshore dhe kështu duhet të përmbushë kërkesat kryesore të moduleve të parkut me vendndodhje onshore.

2. Pika e lidhjes offshore e një moduli parku offshore i lidhur në AC duhet të specifikohen nga operatori i sistemit përkatës.

3. Modulet e parkut offshore të lidhur në AC brenda objektit të kësaj Rregulloreje do të kategorizohen në përputhje me sistemin e konfigurimeve të lidhjes me rrjetin si më poshtë:

a) Konfigurimi 1: lidhje në AC me një pikë të vetme onshore të interkonektimit me rrjetin, ku një ose më shumë module të parkut offshore të cilët janë në interkonektuar në offshore në formën e një sistemi AC offshore janë të lidhura në sistemin onshore;

b) Konfigurimi 2: lidhje të rrjetëzuara AC, ku një numër i moduleve të parkut energjisë offshore janë të ndërlidhur offshore për të formuar një sistem AC offshore. Sistemi offshore AC është i lidhur në sistemin onshore në dy ose më shumë zona të pikave të interkonektuara të rrjetit onshore.



Neni 24

Kërkesa për qëndrueshmërinë e frekuencës të zbatueshme në modulet e parkut offshore të lidhur në AC

Kërkesat e stabilitetit të frekuencës të përcaktuara përkatësisht në nenin 13(1) deri (5) përveç nenit 13(2)(b), nenit 15(2) dhe nenit 21 (2) do të zbatohen për çdo modul të parkut offshore të lidhur në AC.

Neni 25

Kërkesa për qëndrueshmërinë e tensionit të zbatueshme në modulet e parkut të energjisë offshore të lidhur në AC

1. Ndërsa respektohen dispozitat e nenit 14 (3)(a) dhe 16 (3)(a), një modul i parkut të energjisë offshore do të jetë në gjendje të qëndrojë i lidhur me rrjetin dhe të operojë brenda kufijve të tensionit të rrjetit në pikën e lidhjes, shprehur nga tensioni në pikën e lidhjes në lidhje me tensionin referent 1pu, dhe për kohët e specifikuar në tabelën 10.

2. Pavarësisht nga dispozitat e paragrafit 1, OST-ja në Spanjë mund të kërkojë për modulet e parkut të energjisë offshore të lidhur në AC të mbeten të lidhur me rrjetin në diapazonin e tensionit mes 1.05 pu dhe 1.0875 pu për një periudhë të pacaktuar.

3. Pavarësisht nga dispozitat e paragrafit 1, OST-të në zonën sinkrone të Baltikut mund të kërkojnë për modulet e parkut të energjisë offshore të lidhur në AC të mbeten të lidhur me rrjetin 400 kV në diapazonin e tensionit dhe afatet që zbatohen në zonën sinkrone të Evropës Kontinentale.

Tabela 10

Zona Sinkrone	Diapazoni i tensionit	Periudha e kohës për operim
Evropa Kontinentale	0.85 pu – 0.90 pu	60 minuta
	0.9 pu – 1.118 pu*	pa kufizim
	1.118 pu – 1.15 pu*	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 20 min dhe jo më shumë se 60 minuta
	0.90 pu – 1.05 pu**	Pa kufizim
	1.05 pu – 1.10 pu**	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më pak se 20 min dhe jo më shumë se 60 minuta
Nordik	0.90 pu – 1.05 pu	pa kufizim
	1.05 pu – 1.10 pu*	60 minuta
	1.05 pu – 1.10 pu**	Për t'u specifikuar nga çdo OST, por jo më shumë se 60 minuta
Britania e Madhe	0.90 pu – 1.10 pu*	pa kufizim
	0.90 pu – 1.05 pu**	pa kufizim
	1.05 pu – 1.10 pu**	15 minuta
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	0.90 pu – 1.10 pu	pa kufizim
Baltik	0.85 pu – 0.90 pu*	30 minuta
	0.90 pu – 1.118 pu*	pa kufizim
	1.118 pu – 1.15 pu*	20 minuta



	0.88 pu – 0.90 pu**	20 minuta
	0.90 pu – 1.097 pu**	pa kufizim
	1.097 pu – 1.15 pu**	20 minuta

* tensioni bazë për vlerat e pu është poshtë 300 kV.

** tensioni bazë për vlerat e pu është nga 300 kV në 400 kV.

Tabela tregon kohën minimale gjatë së cilës një modul i parkut të energjisë offshore i lidhur në AC duhet të jetë në gjendje të operojë pa u shkyçur për kufij të tensionit që ndryshojnë nga vlera referente 1 pu.

4. Kërkesat e stabilitetit të tensionit të përcaktuara respektivisht në nenin 20 (2)(b) dhe (c), si dhe në nenin 21(3) do të zbatohen për çdo modul të parkut në offshore të lidhur në AC.

5. Aftësia për fuqi reaktive në kapacitet maksimal e specifikuar në nenin 21 (3)(b) do të zbatohet për modulet e parkut offshore të lidhur në AC përveç për tabelën 9. Në vend të saj, do të zbatohen kërkesat e tabelës 11.

Tabela 11
Parametrat për figurën 8

Zona sinkrone	Diapazoni maksimal $Q/P_{\max}$	Diapazoni maksimal i gjendjes statike të nivelit të tensionit në pu
Evropa Kontinentale	0.75	0.225
Nordik	0.95	0.150
Britania e Madhe	0* 0.33**	0.225
Irlanda dhe Irlanda e Veriut	0.66	0.218
Baltik	0.8	0.22

*) Pika e lidhjes offshore për konfigurimin 1.

**) Pika e lidhjes offshore për konfigurimin 2.

Neni 26

**Kërkesa mbi qëndrueshmërinë të zbatueshme për modulet e parkut
offshore të lidhur në AC**

1. Kërkesat mbi qëndrueshmërinë e moduleve gjeneruese siç përcaktohen në nenin 15 (4) dhe nenin 20 (3) do të zbatohen për çdo modul të parkut offshore të lidhur në AC.

2. Kërkesa e aftësisë së operimit gjatë defektit siç përcaktohet në nenin 14(3)(a) dhe 16(3)(a) do të aplikohet në modulet e parkut të energjisë offshore.

Neni 27

**Kërkesat për restaurim të sistemit të zbatueshme për modulet e parkut
të energjisë të lidhur në AC**

Kërkesat për restaurim të sistemit, të përcaktuara respektivisht në paragrafin 4, të nenit 14 dhe në paragrafin 5, të nenit 15 duhet të zbatohen për modulet e parkut të energjisë offshore të lidhur në AC.



Neni 28

Kërkesat të përgjithshme për menaxhimin e sistemit të zbatueshme për modulet e parkut të energjisë offshore të lidhur në AC

Kërkesat e përgjithshme për menaxhimin të sistemit të përcaktuara në nenin 14, nenin 15(6) dhe nenin 16(4) do të zbatohen për modulet e parkut të energjisë offshore të lidhur në AC.

PJESA III

PROCEDURA E NJOFTIMIT OPERACIONAL PËR LIDHJE

KAPITULLI 1

LIDHJA E MODULEVE TË REJA GJENERUESE

Neni 29

Dispozita të përgjithshme

1. Pronari i objektit gjenerues duhet t'i demonstrojë operatorit të sistemit përkatës që ai është në përputhje me kërkesat e përcaktuara në pjesën II, të kësaj Rregulloreje, duke përmbushur në mënyrë të suksesshme procedurën e njoftimit operacional për lidhjen e çdo moduli gjenerues të përshkruar në nenin 30 deri 37.

2. Operatori i sistemit përkatës duhet të qartësojë dhe bëjë publikisht të disponueshme detajet e procedurës së njoftimit operacional.

Neni 30

Njoftimi operacional për tipin A të moduleve gjeneruese

1. Procedura e njoftimit operacional për çdo lidhje të re të modulit gjenerues të tipit A duhet të konsistojë në paraqitjen e një dokumenti instalimi. Pronari i modulit gjenerues duhet të sigurojë që informacioni i kërkuar është plotësuar në një dokument instalimi të marrë nga operatori i sistemit përkatës dhe i është paraqitur operatorit të sistemit. Për çdo modul gjenerues brenda objektit gjenerues duhet të sigurohen dokumente instalimi të ndara.

Operatori i sistemit duhet të sigurojë që informacioni i kërkuar mund të paraqitet nga palët e treta në emër të pronarit të objektit gjenerues.

2. Operatori i sistemit duhet të specifikojë përmbajtjen e dokumentit të instalimit i cili duhet të ketë të paktën informacionin e mëposhtëm:

- a) Vendi ku është bërë lidhja;
- b) Datën e lidhjes;
- c) Kapacitetin maksimal të instalimit në kw;
- d) Tipin e burimit primar të energjisë;
- e) Klasifikimin e modulit gjenerues si një teknologji në zhvillim në përputhje me pjesën VI të kësaj Rregulloreje;
- f) Referencën e certifikatës së pajisjes të lëshuar nga një certifikues i autorizuar që është në instalimin në vend;
- g) Në përputhje me përdorimin e pajisjeve, për të cilat nuk është marrë certifikatë pajisje, informacioni do të sigurohet siç kërkohet nga operatori i sistemit; dhe
- h) Detajet e kontaktit të pronarit të objektit gjenerues, instaluesit dhe nënshkrimet e tyre.

3. Pronari i objektit gjenerues duhet të sigurojë që operatori i sistemit përkatës ose autoriteti kompetent i Palës Kontraktuese është njoftuar për nxjerrjen nga puna përgjithmonë të një moduli gjenerues në përputhje me legjislacionin kombëtar.

Operatori i sistemit duhet të sigurojë që një njoftim i tillë të mund të bëhet nga palët e treta, përfshirë agregatorët.



Neni 31

Njoftimi operacional për tipat B, C dhe D të moduleve gjeneruese

1. Procedura e njoftimit operacional për lidhjen e çdo moduli gjenerues gjenerues të ri të tipit B, C dhe D duhet të lejojë përdorimin e certifikatave të pajisjeve të lëshuara nga një certifikues i autorizuar.

Neni 32

Procedura për tipin B dhe C të moduleve gjeneruese

1. Për qëllime të njoftimit operacional për lidhje për çdo modul gjenerues të ri të tipave B dhe C, do të sigurohet dokumenti i modulit gjenerues ("PGMD") nga pronari i objektit gjenerues për operatorin e sistemit dhe do të përfshijë një deklaratë pajtueshmërie.

Për çdo modul gjenerues brenda objektit gjenerues, do të sigurohen deklarata "PGMD" të ndara veçmas.

2. Format i PGMD dhe informacioni që do jepet aty duhet të specifikohet nga operatori përkatës i sistemit. Operatori përkatës i sistemit do të ketë të drejtën të kërkojë që pronarët e objektit gjenerues, të përfshijnë në PGMD informacionin si më poshtë:

a) Dëshminë e një marrëveshjeje mbi parametrat e mbrojtjes dhe kontrollit për pikën e lidhjes ndërmjet operatorit të sistemit përkatës dhe pronarit të objektit të gjenerimit;

b) Deklaratën e detajuar e pajtueshmërisë;

c) Të dhënat e detajuara teknike të modulit gjenerues me rëndësi për lidhjen me rrjetin, siç është përcaktuar nga operatori përkatës i sistemit;

d) Certifikatat të pajisjeve të lëshuara nga një certifikues i autorizuar në respekt të moduleve gjenerues, kur këto janë pjesë përbërëse e provave të pajtueshmërisë;

e) Për tipin C të moduleve gjenerues, modele të simulimit në përputhje me nenin 15 (6)(c);

f) Raporte të testeve të pajtueshmërisë që demonstrojnë performancën në gjendjen dinamike dhe statike siç kërkohet në kapitujt 2, 3 dhe 4, të pjesës IV, përfshirë përdorimin e vlerave të matjeve aktuale gjatë testeve, në nivelin e detajit të kërkuar nga operatori i sistemit përkatës; dhe

g) Studime që demonstrojnë performancën e gjendjes statike dhe dinamike siç kërkohet në kapitujt 5, 6 ose 7, të pjesës IV, në nivelin e detajit të kërkuar nga operatori i sistemit përkatës.

3. Operatori i sistemit përkatës, me pranimin e PGMD-së së duhur dhe të plotë, do të lëshojë një Njoftim Final Operacional për Pronarin e Objektit Gjenerues.

4. Në rastin e daljes nga puna përgjithmonë të një moduli gjenerues, pronari i objektit gjenerues do të njoftojë me shkrim operatorin e sistemit dhe autoritetin kompetent të Palës Kontraktuese në përputhje me legjislacionin kombëtar.

5. Sipas rastit, operatori i sistemit përkatës do të sigurohet që njoftimi për komisionimin dhe dekomisionimin e tipave B dhe C të moduleve gjeneruese të bëhet elektronikisht.

6. Palët Kontraktuese mund të parashikojnë që PGMD të lëshohet nga një certifikues i autorizuar.

Neni 33

Procedura për tipin D të moduleve gjeneruese

Procedura e njoftimit operacional për lidhjen e çdo modulit gjenerues i tipit D të ri, do të përbëhet nga:

a) Njoftimi i Energjizimit Operacional (EON);

b) Njoftimi Operacional i Përkohshëm (ION); dhe

c) Njoftimi Operacional Përfundimtar (FON).

Neni 34

Njoftimi i energjizimit operacional për tipin D të moduleve gjeneruese

1. Njoftimi i Energjizimit Operacional (EON) i jep të drejtë pronarit të modulit gjenerues të energjizojë rrjetin e brendshëm dhe ndihmës të modulit gjenerues duke përdorur lidhjet me rrjetin, siç është përcaktuar për pikën e lidhjes.



2. Njoftimi i Energjizimit Operacional (EON) lëshohet nga operatori i sistemit, në varësi të përfundimit të përgatitjes, përfshirë marrëveshjen për parametrat përkatës të mbrojtjes dhe kontrollit për pikën e lidhjes midis operatorit të sistemit dhe pronarit të objektit gjenerues.

Neni 35

Njoftimi operacional i përkohshëm për tipin D të moduleve gjeneruese

1. Një Njoftim Operacional i Përkohshëm (ION) do t'i japë të drejtë Pronarit të Objektit Gjenerues të operojë modulën gjenerues dhe të gjenerojë energji duke përdorur lidhjet me rrjetin për një kohë të kufizuar.

2. Njoftimi Operacional i Përkohshëm (ION) do të lëshohet nga operatori i sistemit, në varësi të procesit të rishqyrtimit dhe të plotësimit me të dhëna siç kërkohet nga ky nen.

3. Në lidhje me të dhënat dhe rishqyrtimin e tyre, operatori i sistemit do të ketë të drejtën të kërkojë nga pronari i modulit gjenerues, si më poshtë:

- a) Pasqyrën e detajuar e pajtueshmërisë;
- b) Të dhëna teknike të detajuara të modulit gjenerues me rëndësi në lidhjet me rrjetin siç specifikohet nga operatori i sistemit;
- c) Certifikatat e pajisjeve të lëshuara nga një certifikues i autorizuar kur këto janë pjesë përbërëse evidencës së pajtueshmërisë,
- d) Modelet simuluese siç specifikohet në nenin 15(6) (C) dhe siç janë kërkuar nga operatori i sistemit.
- e) Studimet që demonstrojnë performancën në gjendje statike dhe dinamike siç kërkohet në pjesën 4 kapitujt 5, 6 ose 7, të këtij Kodi; dhe

f) Detajet e testeve të pajtueshmërisë së synuar (target), në përputhje me pjesën 4, kapitujt 2, 3 dhe 4.

4. Koha maksimale që një pronar i objektit gjenerues mund të qëndrojë në statusin e (ION) nuk do të kalojë 24 muaj. Operatori i sistemit ka të drejtë të specifikojë një periudhë më të shkurtër vlefshmërie për ION. Zgjatja e afatit për ION do të jepet, vetëm nëse pronari i objektit gjenerues ka bërë përparim thelbësor drejt pajtueshmërisë totale. Gjatë kohës që kërkohet zgjatje e ION, do të identifikohen në mënyrë të qartë çështjet e pazgjidhura.

5. Një zgjatje e kohës maksimale për pronarin e modulit gjenerues për të mbetur në statusin e Njoftimit Operacional të Përkohshëm (ION) (përtej kohës së përcaktuar në paragrafin 4) mund të jepet sipas kërkesës për derogim drejtuar operatorit të sistemit, para se të skadojë koha, në përputhje me procedurën e derogimit të përcaktuar në nenin 60.

Neni 36

Njoftimi operacional final për tipin D të moduleve gjeneruese

1. Njoftimi Operacional Përfundimtar (FON) do t'i japë të drejtë pronarit të modulit gjenerues të operojë modulën gjenerues duke përdorur lidhjet me rrjetin.

2. Njoftimi Operacional Përfundimtar (FON) do të lëshohet nga operatori i sistemit pas heqjes paraprakisht të të gjitha papajtueshmërive të identifikuara në qëllim të statusit të Njoftimit të Përkohshëm Operacional (ION) dhe në varësi të plotësimit të procesit të rishqyrtimit të të dhënave dhe studimit siç kërkohet nga ky nen.

3. Për sa u përket të dhënave dhe shqyrtimit të tyre nga pronari i modulit gjenerues, operatorit të sistemit duhet t'i paraqiten si më poshtë:

- deklarata e detajuar e pajtueshmërisë; dhe
- të dhënat e përditësuara teknike të zbatueshme, modele simulimi dhe studime sipas nenit 35 (3) (b), (c), (d) dhe (e), duke përfshirë edhe përdorimin e vlerave aktuale të matura gjatë testimeve.

4. Në rast të identifikimit të një papajtueshmërie me dhënien e Njoftimit Operacional Përfundimtar (FON), mund të lejohet një derogim sipas kërkesës drejtuar operatorit të sistemit në përputhje me procedurën e derogimit sipas pjesës V. Njoftim Operacional Përfundimtar do të lëshohet nga operatori i sistemit, nëse moduli gjenerues është në përputhje me dispozitat e derogimit.



Operatori i rrjetit do të ketë të drejtën të refuzojë operimin e modulit gjenerues, deri në kohën që kërkesës së pronarit i refuzohet derogimi, kjo, deri sa pronari i objektit gjenerues dhe operatori i sistemit kanë zgjidhur papajtueshmërinë dhe moduli gjenerues të konsiderohet të jetë në pajtueshmëri me dispozitat e kësaj Rregulloreje.

Nëse operatori i sistemit dhe pronari i objektit gjenerues nuk zgjidhin papajtueshmërinë brenda një kohe të arsyeshme, por në çdo rast jo më vonë se 6 muaj pas njoftimit për refuzim të kërkesës për derogim, secila palë mund të delegojë çështjen për vendim në autoritetin rregullator.

Neni 37

Njoftimi operacional i kufizuar (LON) për tipin D të moduleve gjeneruese

1. Pronarët e objekteve gjeneruese të cilëve iu është dhënë një Njoftim Operacional Përfundimtar (FON) do të informojnë menjëherë operatorin e rrjetit në rrethanat e mëposhtme:

a) Objekti i nënshtrohet përkohësisht modifikimeve të rëndësishme ose ka humbje të aftësisë që prek performancën e tij; ose

b) Në rast të dëmtimit të pajisjeve që çon në papajtueshmëri me disa kërkesa të rëndësishme.

2. Pronari i objektit gjenerues do të aplikojë tek operatori i sistemit për një njoftim operacional të kufizuar (LON), nëse pronari i modulit gjenerues në mënyrë të arsyeshme pret që rrethanat në përputhje me paragrafin 1, të vazhdojnë për më shumë se tre muaj.

3. LON do të lëshohet nga operatori i sistemit respektiv dhe do të përmbajë identifikimin e qartë të informacionit si më poshtë:

a) Çështje të pazgjidhura që justifikojnë dhënien e LON-it;

b) Përgjegjësitë dhe kohën për zgjidhjet e pritshme; dhe

c) Periudhën maksimale të vlefshmërisë e cila nuk do t'i kalojë 12 muaj. Periudha fillestare mund të jetë më e shkurtër, me mundësinë për t'u zgjatur, nëse janë paraqitur prova për pranimin nga ana e operatorit të sistemit, dhe që demonstrojnë një përparim thelbësor të bërë në drejtim të arritjes së pajtueshmërisë së plotë.

4. FON-i do të pezullohet gjatë kohës së vlefshmërisë së LON, në lidhje me arsyen për të cilën LON ishte lëshuar.

5. Një zgjatje e mëtejshme e kohës së vlefshmërisë së Njoftimit të Kufizimit Operacional (LON) mund të jepet nga operatori i sistemit sipas kërkesës për derogim para skadimit të kohës, në përputhje me procedurën e derogimit të përshkruar në pjesën 5.

6. Operatori i sistemit do të ketë të drejtën të refuzojë operimin e modulit gjenerues, nëse LON ndërpritet pa eliminimin e rrethanave që shkaktojnë dhënien e tij (LON). Në raste të tilla Njoftimi Final Operacional (FON) do të jetë i pavlefshëm automatikisht.

7. Nëse operatori i sistemit respektiv nuk jep një zgjatje të periudhës së vlefshmërisë së LON në përputhje me paragrafin 5, ose ai refuzon të lejojë operimin e modulit gjenerues pasi LON nuk është më i vlefshëm në përputhje me paragrafin 6, pronari i modulit gjenerues mund ta referojë çështjen për vendim në autoritetin rregullator brenda 6 muajve pas njoftimit të vendimit nga operatori i sistemit respektiv.

KAPITULLI 2

ANALIZA KOSTO-PËRFITIM

Neni 38

Identifikimi i kostove dhe përfitimeve të zbatimit të kërkesave për modulet gjeneruese ekzistuese

1. Para zbatimit të secilës nga kërkesat e vendosura në këtë Rregullore për modulet gjeneruese ekzistuese në përputhje me nenin 4(3), OST-ja përkatëse do të bëjë krahasim sasior të kostove dhe përfitimeve në lidhje me kërkesat në fjale. Ky krahasim do të marrë parasysh alternativat me bazë rrjeti ose me bazë tregu. OST-ja mundet të procedojë vetëm duke ndërmarrë analizë të kostos në përputhje



me paragrafët 2 deri 5, nëse krahasimi cilësor tregon që përfitimi i mundshëm i kalon kostot e mundshme. Nëse, megjithatë, kostot konsiderohen të larta ose përfitimet të ulëta, atëherë OST-ja nuk do të procedojë më tej.

2. Pas fazës përgatitore të ndërmarrë në përputhje me paragrafin 1, OST-ja do të kryejë analizë sasiore të kosto-përfitimit për çdo kërkesë në fjalë, për zbatimin në modulet gjeneruese ekzistues që kanë demonstruar përfitime potenciale si rezultat i fazës përgatitore në përputhje me paragrafin 1.

3. Brenda tre muajve pas përfundimit të analizës kosto-përfitim, OST-ja përkatëse do të përmbledhë rezultatet në një raport, i cili do të:

a) Përfshijë analizat e kosto-përfitimit dhe rekomandimet në mënyrën se si do të procedohet;

b) Përfshijë një propozim për periudhën tranzitore për zbatim të kërkesës në modulet gjeneruese ekzistuese. Kjo periudhë tranzitore duhet të jetë më shumë se dy vite pas datës së vendimit të autoritetit rregullator ose Palës Kontraktuese për zbatueshmërinë e kërkesës;

c) Jetë subjekt i konsultimit publik në përputhje me nenin 10.

4. Jo më vonë se 6 muaj pas përfundimit të konsultimit publik, OST-ja përkatëse do të përgatisë një raport ku shpjegon rezultatet e konsultimit dhe bën propozimet në zbatueshmërinë e kërkesave në fjalë për modulet gjeneruese ekzistuese. Raporti dhe propozimet do t'i bëhen të ditura autoritetit rregullator ose sipas rastit Palës Kontraktuese dhe pronarit të objektit gjenerues, ose sipas rastit do të informohen për përmbajtjen palët e treta.

5. Propozimi i bërë nga OST-ja përkatëse për autoritetin rregullator ose sipas rastit për Palën Kontraktuese në përputhje me paragrafin 4 duhet të përfshijë si më poshtë:

a) Një procedurë të njoftimit operacional për demonstrim të implementimit të kërkesave nga pronari i objektit gjenerues ekzistues;

b) Periudhën kalimtare për implementim të kërkesave të cilat do të marrin parasysh kategorinë e modulit gjenerues siç specifikohet në nenin 5(2) dhe nenin 6(1), si dhe ndonjë pengesë të dukshme për zbatimin efikas të modifikimit të pajisjeve / ripërshtatjes.

Neni 39

Parimet e analizës kosto-përfitim

1. Pronarët e objektit gjenerues dhe OSSH-të, duke përfshirë OSMSH-të do të ndihmojnë dhe të kontribuojnë për analizën kosto-përfitim të ndërmarrë në përputhje me nenet 38 dhe 63 dhe të sigurojnë të dhënat e nevojshme siç kërkohen nga operatori i sistemit përkatës ose OST-ja përkatëse brenda tre muajve nga marrja e kërkesës, nëse nuk bihet dakord ndryshe nga OST-ja respektive. Për përgatitjen e analizës kosto-përfitim nga pronari i objektit gjenerues të energjisë, ose pronari i ardhshëm, duke vlerësuar një shmangie të mundshme në përputhje me nenin 62, OST-ja dhe OSSH-ja, duke përfshirë OSMSH-në, do të ndihmojnë dhe kontribuojnë në analizën kosto-përfitim, si dhe të sigurojnë të dhënat e nevojshme që kërkohen nga pronari i objektit gjenerues, ose pronari i ardhshëm, brenda tre muajve nga marrja e kërkesës, nëse nuk bihet dakord ndryshe nga pronari i objektit gjenerues ose pronari i ardhshëm.

2. Një analizë e kosto-përfitim do të bëhet në përputhje me parimet e mëposhtme:

a) OST-ja respektive, operatori i sistemit respektiv, pronari i objektit gjenerues ose pronari i ardhshëm do bazojnë analizën e kosto-përfitimit duke marrë në konsideratë një ose më shumë nga parimet llogaritëse të mëposhtme:

i. vlerën aktuale neto;

ii. kthimin e investimit;

iii. normën e fitimit;

iv. kohën e shlyerjes;

b) OST-ja respektive, operatori i sistemit respektiv, pronari i objektit gjenerues ose pronari i ardhshëm do të bëjnë analizën e kosto-përfitimit në terma të përmirësimit të sigurisë së furnizimit dhe do të përfshijnë së paku:



- i. Reduktimin e shoqërues në probabilitetin e humbjes së furnizimit kundrejt jetëgjatësisë së modifikimit;
- ii. shtrirjes dhe kohëzgjatjes së mundshme të një humbje të tillë të furnizimit;
- iii. kostojn sociale për ore e një humbje të tillë të furnizimit;
- c) OST-ja respektive, operatori i sistemit respektiv pronari i objektit gjenerues ose pronari i ardhshëm do të matin përfitimet në tregun e brendshëm të energjisë elektrike, tregtimit ndërkuftar dhe integritetit të energjive të rinovueshme, duke përfshirë të paktën:
 - i. përgjigjen e frekuencës;
 - ii. rezervat balancuese;
 - iii. sigurimin e fuqisë reaktive;
 - iv. menaxhimin e konxheshioneve;
 - v. masat e mbrojtjes.
- d) OST-ja përkatëse do të matë kostot për zbatimin e rregullave të nevojshme në modulet gjeneruese ekzistuese, duke përfshirë së paku:
 - i. kostot për implementimin e kërkesave;
 - ii. kostot për ndonjë humbje të mundshme të rasteve; dhe/ose
 - iii. ndryshimet në mirëmbajtjen dhe kostot operationale.

PJESA IV PAJTUESHMËRIA

KAPITULLI I MONITORIMI I PAJTUESHMËRISË

Neni 40

Përgjegjësitë e pronarit të objektit gjenerues

1. Pronari i objektit gjenerues të energjisë duhet të sigurojë që çdo modul i gjenerimit të energjisë të përputhet me kërkesat e zbatueshme sipas kësaj Rregulloreje gjatë gjithë jetës së objektit. Për modulet e tipit A të gjenerimit të energjisë, pronari i objektit gjenerues të energjisë mund të mbështetet në certifikatat e pajisjeve, të lëshuara sipas Rregullores (KE) nr. 765/2008.⁴
2. Modifikimet e planifikuara të aftësive teknike të modulit gjenerues me ndikim të mundshëm në pajtueshmërinë e tyre me kërkesat sipas kësaj Rregulloreje do t'i bëhen me dije operatorit të rrjetit nga pronari i objektit gjenerues para fillimit të një modifikimi të tillë.
3. Çdo incident operacional ose defekt i modulit gjenerues që ka ndikim në pajtueshmërinë me kërkesat e kësaj Rregulloreje, do t'i bëhet me dije operatorit të sistemit nga pronari i objektit gjenerues sa më shpejt që të jetë e mundur, pa vonesë, menjëherë pas ndodhjes së një incidenti të tillë.
4. Çdo test i parashikuar dhe procedurë e verifikimit të pajtueshmërisë së modulit gjenerues me kërkesat e kësaj Rregulloreje, do t'i bëhen me dije operatorit të sistemit nga pronari i modulit gjenerues në kohën e duhur para se të fillojë testi dhe pasi të aprovohen nga operatori i sistemit. Operatori i sistemit përkatës do të aprovojë paraprakisht planet, skedulet dhe procedurat e testimit. Aprovimi nga operatori i sistemit do të bëhet në kohën dhe mënyrën e duhur dhe nuk do refuzohen pa shkak.
5. Operatori i sistemit do t'i mundësohet të marrë pjesë në teste të tilla ku të regjistrojë dhe performancën e moduleve gjenerues.

Neni 41

Detyrat e operatorit të rrjetit

1. Operatori i sistemit do të analizojë rregullisht pajtueshmërinë e modulit gjenerues me kërkesat e kësaj Rregulloreje gjatë gjithë jetëgjatësisë së objektit gjenerues. Pronari i objektit gjenerues do të informohet për rezultatet e kësaj analize.

⁴ Rregullores (KE) nr. 765/2008– teksti nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC



Për tipin A të moduleve gjeneruese, pronari i objektit gjenerues mund të mbështetet mbi certifikatat e pajisjeve, të lëshuara nga certifikuesi i autorizuar në këtë analizë.

2. Operatori i sistemit do të ketë të drejtën të kërkojë nga pronari i objektit gjenerues të kryejë testet e pajtueshmërisë dhe simulimet jo vetëm gjatë procedurës së njoftimit operacionale, por në mënyrë të vazhdueshme gjatë gjithë jetëgjatësisë së objektit gjenerues, në përputhje me një plan ose skemë të përgjithshme ose pas një defekti, ose modifikim ose zëvendësim të ndonjë pajisje që mund të ketë ndikim në pajtueshmërinë e modulit gjenerues me kërkesat e kësaj Rregulloreje.

Pronari i objektit gjenerues duhet të njoftohet për rezultatet e testeve të pajtueshmërisë dhe simulimeve.

3. Operatori i Rrjetit do të bëjë të disponueshëm publikisht listën e informacionit dhe dokumenteve që duhet të ofrohen, si dhe kërkesat që duhet të përmbushen nga pronari i objektit gjenerues në kuadër të procesit të pajtueshmërisë. Lista duhet të ketë së paku informacionin, dokumentet dhe kërkesat e mëposhtme:

- a) Gjithë dokumentacionin dhe certifikatat që duhet të sigurohen nga pronari i objektit gjenerues;
- b) Të dhënat dhe detajet teknike të modulit gjenerues me rëndësi për lidhjen me rrjetin;
- c) Kërkesat për modelet për studimet e qëndrueshmërisë dinamike dhe statike;
- d) Kohën për sigurimin e të dhënave të nevojshme të sistemit për të kryer këto studime;
- e) Studimet nga pronari i objektit gjenerues për demonstrimin e performancës së pritshme statike dhe dinamike duke iu referuar kërkesave të përcaktuara në kapitujt 5 dhe 6, të pjesës IV; dhe
- f) Kushtet dhe procedurat, duke përfshirë objektin, për regjistrimin e certifikatave të pajisjeve;
- g) Kushtet dhe procedurat për përdorimin e certifikatave të pajisjeve përkatëse nga pronari i modulit gjenerues të lesuara nga certifikuesi i autorizuar.

4. Operatori i sistemit do të bëjë publike ndarjen e përgjegjësisë ndërmjet pronarit të objektit gjenerues dhe operatorit të sistemit për testimin e pajtueshmërisë, simulimin dhe monitorimin.

5. Operatori i sistemit mundet, pjesërisht ose tërësisht, t'ia caktojë monitorimin e performancës dhe të pajtueshmërisë së tij palëve të treta. Në këtë rast, operatori i sistemit do të vazhdojë të sigurojë pajtueshmërinë me nenin 12 përfshirë angazhimin dhe marrëveshjet mbi konfidencialitetin me nënshkruesin.

6. Nëse testet dhe simulimet e pajtueshmërisë nuk mund të kryhen siç është dakorduar më parë mes pronarit të objektit gjenerues dhe operatorit të sistemit për shkaqe që varen nga operatori i sistemit përkatës, atëherë operatori i sistemit nuk do refuzojë dhënien e njoftimit operacional të përmendur në pjesën III.

Neni 42

Kërkesa të përbashkëta në testet e pajtueshmërisë

1. Testimi i performancës individuale të modulit gjenerues brenda objektit gjenerues do të synojë në demonstrimin e përmbushjes plotësisht të kërkesave të kësaj Rregulloreje.

2. Pavarësisht nga kërkesat minimale në lidhje me testimin e pajtueshmërisë të përcaktuar në këtë Rregullore, operatori i sistemit ka të drejtë, si më poshtë:

a) Të lejojë pronarin e objektit gjenerues të kryejë grup testesh alternative me kusht që këto teste të jenë efikase dhe të mjaftueshme për të demonstruar pajtueshmërinë e modulit gjenerues me kërkesat e kësaj Rregulloreje;

b) T'i kërkojë pronarit të objektit gjenerues të kryejë grup testesh shtesë ose alternative në rastet kur informacioni i dhënë operatorit të sistemit në lidhje me testet e pajtueshmërisë sipas dispozitave të kapitujt 2, 3 ose 4, të pjesës IV, nuk është i mjaftueshëm për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat sipas kësaj Rregulloreje; dhe

c) T'i kërkojë pronarit të objektit gjenerues të kryejë teste të përshtatshme për të treguar performancën e modulit gjenerues kur operon me lëndë djegëse alternative ose të përzier. Operatori i sistemit dhe pronari i modulit gjenerues do të bien dakord për çfarë tipi lënde djegëse do të testohet.



3. Pronari i objektit gjenerues është përgjegjës për sigurinë e personelit dhe të centralit gjatë testimeve. Operatori i sistemit do të bashkëpunojë dhe nuk do të vonojnë padrejtësisht kryerjen e testeve.

4. Operatori i sistemit mund të marrë pjesë në teste në vend ose në distancë, nga qendra e kontrollit e operatorit të sistemit. Për këtë qëllim pronari i modulit gjenerues do të sigurojë pajisje të përshtatshme monitorimi për të regjistruar të gjitha sinjalet e testeve dhe matjeve përkatëse, si dhe të sigurojë që dhe përfaqësuesit përkatës të pronarit të objektit gjenerues janë të pranishëm gjatë gjithë kohës së testeve. Nga operatori i sistemit do të sigurohen sinjale të specifike, nëse operatori i sistemit dëshiron që për teste të përzgjedhura të përdoren pajisjet e tij për të regjistruar performancën gjatë testeve. Vendimi në lidhje me pjesëmarrjen e operatorit të sistemit në teste dhe formën e kësaj pjesëmarrjeje mbetet në gjykimin e vetëm dhe ekskluziv të operatorit sistemit.

Neni 43

Kërkesa të përbashkëta për simulimet e pajtueshmërisë

1. Simulimi i performancës së moduleve individuale gjeneruese brenda objektit gjenerues do të synojë në demonstrimin e përmbushjes së kërkesave të kësaj Rregulloreje.

2. Pavarësisht kërkesave minimale që lidhen me simulimet e pajtueshmërisë të parashtruara në kërkesat e kësaj Rregulloreje operatori i sistemit, mundet të:

a) Lejojë pronarin e modulit gjenerues të kryejë grup alternativ simulimesh me kusht që këto simulime të jenë eficiente dhe të mjaftueshme për të demonstruar pajtueshmërinë e modulit gjenerues me kërkesat sipas kësaj Rregulloreje ose me legjislacionin kombëtar; dhe

b) I kërkon pronarit të modulit gjenerues të kryejë grup simulimesh shtesë në rastin e informacionit të dhënë për operatorin e sistemit nga pronari i objektit gjenerues në lidhje me simulimet e pajtueshmërisë sipas dispozitave të pjesës 4, kapitujt 5, 6 dhe 7, të këtij Kodi, që nuk është i mjaftueshëm për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat e kësaj Rregulloreje.

3. Për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat në këtë Rregullore, pronari i objektit gjenerues duhet të sigurojë një raport me rezultatet e testit për secilin modul gjenerues brenda objektit gjenerues. Pronari i modulit gjenerues do të kryejë dhe sigurojë model simulimi të vlefshëm për modulën e dhënë gjenerues. Trajtimi i modeleve simuluese është përshkruar në nenin 15(6) (c).

4. Operatori i sistemit do të ketë të drejtën të kontrollojë që moduli gjenerues përmbush kërkesat e kësaj Rregulloreje duke kryer vetë simulime pajtueshmërie bazuar në raportet e siguruar të simulimit, të modeleve simulimit dhe matjeve të testeve të pajtueshmërisë.

5. Operatori i Sistemit do t'i sigurojë pronarit të objektit gjenerues të dhëna teknike dhe modele simulimi të rrjetit, në masën e nevojshme për të kryer simulimet e kërkuara në pajtim me kapitujt 5, 6 ose 7, të pjesës IV.

KAPITULLI 2

TESTET E PAJTUESHMËRISË PËR MODULET SINKRONE

Neni 44

Testet e pajtueshmërisë për tipin B të moduleve gjeneruese sinkrone

1. Pronarët e objektit gjenerues do të ndërmarrin testet e pajtueshmërisë së përgjigjes në LFSM-O në lidhje me tipin B të moduleve gjeneruese sinkrone.

Në vend të kryerjes së testeve përkatëse, pronarët e objektit gjenerues munden të mbështeten mbi certifikatat e pajisjeve të lëshuara nga një certifikues i autorizuar për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat përkatëse. Në të tilla raste, duhet t'i sigurohet operatorit të sistemit përkatës certifikata e pajisjes.

2. Kërkesat e mëposhtme në lidhje me testin e përgjigjes në LFSM-O do të zbatohen si më poshtë:

Moduli gjenerues do të demonstrtojë aftësitë e tij teknike për të ndryshuar në mënyrë të



vazhdueshme fuqinë aktive për të kontribuar në kontrollin e frekuencës në rastin e rritjes së frekuencës në sistem. Do të verifikohen dhe parametrat e rregullimit të gjendjes së qëndrueshme të tilla si përkulja dhe deadbanda, si dhe parametrat dinamikë, përfshirë përgjigjen e ndryshimit me shkallë të frekuencës.

a) Testet do të kryhen me anë të simulimit të përshkallëzuar me hapa të tillë, të mëdhenj mjaftueshëm, që të nxitin të paktën ndryshim me 10 % në kapacitetin maksimal të fuqisë aktive, duke marrë parasysh parametrat e përkuljes dhe të deadbandes. Nëse kërkohet, sinjalet e devijimit të frekuencës së simuluar do të injektohen njëkohësisht në të dyja anët, si në qarkun e kontrollit të fuqisë ashtu dhe të shpejtësisë, të sistemit të kontrollit, nëse kërkohet, duke marrë parasysh skemën e këtyre sistemeve të kontrollit.

b) Testi do të gjykohet i suksesshëm nëse përmbushen kushtet e mëposhtme:

i. testi plotëson, si për parametrat dinamikë ashtu dhe ata statikë, kërkesat e përcaktuara në nenin 13(2); dhe

ii. pas përgjigjes së ndryshimit me një hap nuk shkaktohen lëkundje të pashuara.

Neni 45

Testet e pajtueshmërisë për tipin C të modulit gjenerues sinkron

1. Përveç testeve të pajtueshmërisë për tipin B të moduleve gjeneruese sinkrone të përshkruara në nenin 44, pronarët e modulit gjenerues do të ndërmarrin testet e përcaktuara në paragrafët 2, 3, 4 dhe 6, të këtij neni, në lidhje me tipin C të moduleve gjeneruese sinkrone. Nëse një modul gjenerues e ka aftësinë për black start, pronarët e objekti gjenerues duhet të ndërmarrin dhe testet e përmendura në paragrafin 5. Në vend të testeve përkatëse, pronari i objektit gjenerues mundet të përdorë certifikatat e pajisjes së lëshuar nga një certifikues i autorizuar për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesën përkatëse. Në atë rast, certifikata e pajisjes duhet t'i sigurohet operatorit të sistemit.

2. Në lidhje me testin e përgjigjes në LFSM-U do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Testi duhet të demonstrojë që moduli gjenerues që është i aftë teknikisht për të ndryshuar në mënyrë të vazhdueshme fuqinë aktive në pikat e operimit poshtë kapacitetit maksimal për të kontribuar në kontrollin e frekuencës në rastet e një rënie të madhe të frekuencës në sistem;

b) Testi do të kryhet duke simuluar në mënyrë të përshtatshme pika të ngarkesës së fuqisë aktive, me hapa të ulët të frekuencës në vlerë të mjaftueshme pjerrësie sa për të aktivizuar të paktën 10% të ndryshimit të kapacitetit maksimal të fuqisë aktive duke marrë parasysh parametrat e përkuljes dhe deadband-ën. Nëse kërkohet, sinjalet e devijimit të frekuencës së simuluar do të injektohen njëkohësisht në të dyja anët, si në shpejtësinë e governorit ashtu dhe në referencat e rregullatorit të ngarkesës.

c) Testi gjykohet i suksesshëm nëse përmbushen kushtet e mëposhtme:

i. rezultatet e testit, si për parametrat dinamike ashtu dhe statike, janë në përputhje me nenin 15(2)(c); dhe

ii. nuk shkaktohen lëkundje që nuk shuhen pas përgjigjes së ndryshimit me hap.

3. Në lidhje me testin e përgjigjes në FSM do të zbatohen kërkesat si më poshtë:

a) Moduli gjenerues do të demonstrojë që është i aftë teknikisht për të ndryshuar në mënyrë të vazhdueshme fuqinë aktive gjatë gjithë diapazonit të operimit ndërmjet kapacitetit maksimal dhe nivelit të rregullimit minimal për të kontribuar në kontrollin e frekuencës. Do të verifikohen parametrat e rregullimit të gjendjes qëndrueshme, të tilla si përkulja, deadbanda, si dhe parametrat dinamikë, përfshirë qëndrueshmërinë ndërmjet përgjigjes së ndryshimit me hap të frekuencës dhe devijimeve të mëdha e të shpejta të saj;

b) Testi do të kryhet duke simuluar hapa të frekuencës dhe pjerrësi të mëdha mjaftueshëm sa për të nxitur gjithë diapazonin e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës, duke marrë parasysh si parametrat e përkuljes dhe deadbandes, po aq sa dhe aftësinë për të rritur ose zvogëluar aktualisht prodhimin e fuqisë aktive nga pika e operimit respektive. Sinjalet e ndryshimit të simuluar të frekuencës do të injektohen në mënyrë të dyanshme në referimet e rregullatorit të shpejtësisë dhe në rregullatorin e ngarkesës së modulit ose sistemit të kontrollit të centralit;

c) Testi konsiderohet i suksesshëm nëse përmbushen kushtet e mëposhtme:



- i. koha e aktivizimit të plotë të përgjigjes frekuencës ndaj fuqisë aktive si rezultat i ndryshimit me hap të frekuencës është jo më e gjatë se ajo e kërkuar në nenin 15(2)(d);
- ii. pas ndryshimit me hap të përgjigjes nuk shkaktohen lëkundje të pashuara;
- iii. vonesa fillestare e kohës ka qenë në përputhje me nenin 15(2)(d);
- iv. parametrat e përkuljes janë të disponueshëm brenda diapazonit të specifikuar në nenin 15(2)(d) dhe deadbanda (pragu) nuk është më i lartë se vlera e specifikuar në atë nen; dhe
- v. pandjeshmëria e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës në çdo pikë operationale përkatëse nuk kalon kërkesat e përcaktuara në nenin 15(2)(d).

4. Në lidhje me testin e kontrollit të restaurimit të frekuencës do të zbatohen kërkesat si më poshtë:

a) Duhet të demonstrohet aftësia teknike e modulit gjenerues për të marrë pjesë në kontrollin e restaurimit të frekuencës dhe të kontrollohet kooperimi i mënyrës së operimit në FSM dhe kontrollit të restaurimit të frekuencës;

b) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse rezultatet, si për parametrat e gjendjes dinamike dhe statike, përputhen me kërkesat e nenit 15(2)(e).

5. Në lidhje me aftësinë për black start, do të plotësohen kërkesat e mëposhtme:

a) Për modulet gjeneruese me aftësi për black start, duhet të demonstrojnë atësinë për të startuar nga fıkja e plotë pa furnizim me energji nga jashtë;

b) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse koha e startimit mbahet brenda kohës së përcaktuar në nenin 15(5)(a)(iii).

6. Në lidhje me testin e ndalimit në operim house-load do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohen aftësitë teknike të modulit gjenerues për t'u ndalur dhe punuar stabil me ngarkesa vetjake;

b) Testi do të kryhet në kapacitet maksimal dhe fuqi reaktive nominale të modulit gjenerues para reduktimit të ngarkesës;

c) Operatori i sistemit do të ketë të drejtën të vendosë kushte shtesë, dukë marrë parasysh nenin 15(5)(c);

d) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse ndalet në regjim me ngarkesë vetjake dhe demonstrohet operim stabil në këtë regjim sipas kohës së përcaktuar në nenin 15(5)(c) dhe është kryer me sukses risinkronizimi me rrjetin.

7. Në lidhje me testet e aftësisë për fuqi reaktive duhet të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Të demonstrohen aftësitë teknike të modulit gjenerues për të siguruar aftësinë e absorbimit ose gjenerimit të fuqisë reaktive në përputhje me nenin 18(2)(b) dhe (c);

b) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse përmbushen kushtet e mëposhtme:

i. moduli gjenerues operon në fuqi reaktive maksimale për të paktën një orë, si në absorbim dhe gjenerim në:

- nivelin minimal të operimit stabil;

- kapacitetin maksimal; dhe

- pikën e operimit të fuqisë aktive ndërmjet niveleve maksimale dhe minimale;

ii. demonstrohet aftësia e modulit gjenerues për të ndryshuar në çdo vlerë target të fuqisë reaktive brenda diapazonit të caktuar ose të rënë dakord.

Neni 46

Testet e pajtueshmërisë për tipin D të moduleve gjeneruese sinkrone

1. Tipat D të moduleve gjeneruese sinkrone janë subjekt i testeve të pajtueshmërisë si për tipat B dhe C të moduleve gjeneruese sinkrone të përshkruara në nenet 44 dhe 45.

2. Në vend të kryerjes së testeve përkatëse, pronari i objektit gjenerues mundet të përdorë certifikatat e pajisjeve të lëshuara nga një certifikues i autorizuar për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat përkatëse. Në një rast të tillë, certifikata e pajisjes duhet t'i sigurohet operatorit të sistemit përkatës.



KAPITULLI 3 TESTET E PAJTUESHMËRISË PËR MODULET E PARKUT

Neni 47

Testet e pajtueshmërisë për tipin B të moduleve të parkut

1. Në lidhje me modulet e parkut të tipit B, pronarët e objektit gjenerues do të ndërmarrin testet e pajtueshmërisë së përgjigjes në LFSM-O.

Në vend të testeve përkatëse, pronari i objektit gjenerues mundet të përdorë certifikatat e pajisjeve të lëshuara nga një certifikues i autorizuar për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat përkatëse. Në një rast të tillë, certifikata e pajisjes duhet t'i sigurohet operatorit të sistemit përkatës.

2. Në lidhje me tipin B të moduleve të parkut, testet e përgjigjes në LFSM-O duhet të reflektojnë zgjedhjen e skemës së kontrollit të zgjedhur nga operatori përkatës.

3. Në lidhje me testet e përgjigjes në LFSM-O do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohen aftësitë teknike të modulit të parkut për të ndryshuar në mënyrë të vazhdueshme fuqinë aktive për të kontribuar në kontrollin e frekuencës në rastin e rritjes së frekuencës në sistem. Do të verifikohen parametrat e rregullimit të tillë si përlja dhe deadbanda, si dhe parametrat dinamikë;

b) Testi do të kryhet duke simuluar hapa dhe pjerrësi të frekuencës të mëdhenj mjaftueshëm sa për të nxitur së paku 10% të ndryshimit të kapacitetit maksimal të fuqisë aktive, duke marrë parasysh parametrat e përkuljes dhe deadbandes. Për të kryer këtë test, sinjale të frekuencës së ndryshuar të simuluar do të injektohen njëkohësisht në sistemin e kontrollit;

c) Testi do të konsiderohet i suksesshëm në rastin kur rezultatet e testit për parametrat statikë dhe dinamikë janë në përputhje me kërkesat e përcaktuara në nenin 13(2).

Neni 48

Testet e pajtueshmërisë për tipin C të moduleve të parkut

1. Përveç testeve të pajtueshmërisë që zhvillohen për tipin B të moduleve të parkut të energjisë, të përshkruara në nenin 47, pronarët e objektit gjenerues duhet të ndërmarrin teste të pajtueshmërisë të përcaktuara në paragrafët 2 deri 9, në lidhje me tipin C të modulit të parkut të energjisë. Në vend të testit përkatës, pronari i objektit gjenerues të energjisë mund të përdorë certifikatat e pajisjeve të lëshuara nga një certifikues i autorizuar për të demonstruar pajtueshmërinë me kërkesat përkatëse. Në një rast të tillë, certifikata e pajisjes duhet t'i sigurohet operatorit të sistemit përkatës.

2. Në lidhje me kontrollin e fuqisë aktive dhe testet e diapazonit të kontrollit do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohet aftësia teknike e modulit të parkut të energjisë për të operuar në nivel ngarkesë poshtë tarimit të përcaktuar nga operatori i sistemit përkatës ose OST-ja përkatëse.

b) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse plotësohen kërkesat e mëposhtme:

i. niveli i ngarkesës së modulit të parkut është mbajtur poshtë vlerës së tarimit;

ii. tarimi është implementuar në përputhje me kërkesat e përcaktuara në nenin 15(2)(a); dhe

iii. saktësia e rregullimit përputhet me vlerën e specifikuar në nenin 15(2)(a).

3. Në lidhje me testin e përgjigjes në LFSM-U do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohet aftësia teknike e modulit të parkut për të ndryshuar në mënyrë të vazhdueshme fuqinë aktive për të kontribuar në kontrollin e frekuencës në rastet e rënies së madhe të saj;

b) Testi do të kryhet duke simuluar hapa të frekuencës dhe pjerrësi në madhësi të mjaftueshme sa për të nxitur së paku 10% të ndryshimit të fuqisë aktive në kapacitet maksimal me pikë fillestare jo më shumë se 80% e kapacitetit maksimal, duke marrë parasysh tarimin e përkuljes dhe deadbanden.

c) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse plotësohen kushtet e mëposhtme:

i. rezultatet e testit për parametrat statike dhe dinamike janë në përputhje me kërkesat e përcaktuara në nenin 15(2)(c); dhe



ii. nuk shkaktohen lëkundje të pashuara pas përgjigjes së ndryshimit me hap.

4. Në lidhje me testet e përgjigjes FSM do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Moduli gjenerues do të tregojë që aftësitë e tij teknike, duke rregulluar vazhdimisht fuqinë aktive në shkallën e plotë të operimit, midis kapacitetit maksimal dhe nivelit minimal të rregullimit për të kontribuar në kontrollin e frekuencës. Gjatë testimit do të verifikohen si parametrat e gjendjes statike të rregullimit, të tillë si përkulja, deadbanda dhe shkalla e rregullimit po ashtu dhe parametrat dinamike përfshirë qëndrueshmërinë e përgjigjes pas ndryshimit të frekuencës, për ndryshim me hap të saj;

b) Testi do të kryhet duke simuluar hapa dhe pjerrësi të frekuencës në madhësi të mjaftueshme për të nxitur të gjithë diapazonin e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës, duke marrë parasysh parametrat e përkuljes dhe deadbanden. Për të kryer testin do të injektohen sinjale të ndryshimit të simuluar të frekuencës;

c) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse plotësohen kushtet e mëposhtme:

i. koha e aktivizimit të shkallës së përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës si rezultat i ndryshimit me hap të frekuencës ka qenë jo më e madhe se kërkesa në nenin 15(2)(d);

ii. pas ndryshimit me hap të përgjigjes nuk shkaktohen lëkundje të pashuara;

iii. vonesa fillestare e kohës ka qenë në përputhje me nenin 15(2)(d);

iv. parametrat e përkuljes (*droop*) janë të vlefshëm brenda diapazonit të përcaktuar në nenin 15(2)(d) dhe deadbanda (pragu) nuk është më e madhe se vlera e zgjedhur nga OST-ja; dhe

v. pandjeshmëria e përgjigjes së fuqisë aktive ndaj frekuencës nuk kalon kërkesat e parashikuara në nenin 15(2)(d).

5. Për sa i përket testit të rivendosjes së frekuencës do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Moduli gjenerues do të demonstrojë aftësitë e tij teknike për të marrë pjesë në kontrollin e rivendosjes së frekuencës. Do të verifikohen bashkëpunimi i FSM-së edhe kontrolli i rivendosjes së frekuencës së bashku;

b) Testi quhet i kaluar, nëse rezultatet e testit për të dy parametrat dinamikë dhe statikë të jenë në përputhje me kërkesat siç kërkohej në nenin 15(2)(e).

6. Në lidhje me testet e aftësisë për fuqi reaktive do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Moduli gjenerues do të tregojë aftësitë e tij teknike për të siguruar aftësi të fuqisë reaktive në prodhim dhe absorbim sipas nenit 21 (3) (b) dhe (c).

b) Testi do të kryhet për fuqi reaktive maksimale si në absorbim dhe në gjenerim dhe do të verifikohen parametrat e mëposhtëm:

i. operim për 30 minuta mbi 60% të kapacitetit maksimal;

ii. operim brenda diapazonit 30–50% të kapacitetit maksimal për 30 min; dhe

iii. operim brenda diapazonit 10–20% të kapacitetit maksimal për 60 min.

c) Testi konsiderohet i suksesshëm nëse demonstron përmbushja e kritereve të mëposhtme:

i. moduli i parkut operon për kohëzgjatje jo më të shkurtër se koha e kërkuar për fuqi reaktive maksimale, si gjenerim dhe absorbim, për çdo parametër të specifikuar në paragrafin (6)(b);

ii. aftësia e modulit të parkut për të ndryshuar në çdo vlerë të synuar të fuqisë reaktive brenda diapazonit të dakorduar ose të caktuar; dhe

iii. nuk ka veprime të mbrojtjes brenda kufijve të operimit të specifikuar nga diagrami i kapacitetit për fuqi reaktive.

7. Në lidhje me testet e kontrollit të tensionit do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstron aftësia e modulit të parkut për të operuar në kontroll të tensionit siç referohet në kushtet e përcaktuara në nenin 21(3)(d) (ii) deri (iv);

b) Testi i mënyrës me kontroll të tensionit do të verifikojë parametrat e mëposhtëm:

i. pjerrësinë dhe deadbanda e zbatuar në përputhje me nenin 21(3)(d)(iii);

ii. saktësinë e rregullimit;

iii. pandjeshmërinë e rregullimit; dhe

iv. kohën e aktivizimit të fuqisë reaktive.

c) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse përmbushen kushtet e mëposhtme:



- i. diapazoni i rregullimit, përkulja dhe deadbanda e rregullueshme janë në përputhje me parametrat e dakorduar ose të përcaktuar në nenin 21(3)(d)
 - ii. pandjeshmëria e kontrollit të tensionit është jo më e lartë se 0.01 pu, në përputhje me nenin 21(3); dhe
 - iii. pas ndryshimit me hap të tensionit, arrihet 90% e ndryshimit në prodhim të fuqisë aktive brenda kohës dhe tolerancës së përcaktuar në nenin 21(3)(d).
8. Në lidhje me testet e mënyrës së kontrollit të fuqisë reaktive do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:
- a) Do të demonstrohen aftësitë e modulit të parkut të energjisë për të operuar në kontroll të fuqisë reaktive në përputhje me nenin 21(3)(d)(v);
 - b) Testet me kontroll të fuqisë reaktive do të jenë plotësuese me testet e aftësisë për fuqi reaktive;
 - c) Në testet me kontroll të fuqisë reaktive do të verifikohen parametrat e mëposhtëm:
 - i. diapazoni tarimit të fuqisë reaktive dhe rritja e saj;
 - ii. saktësia e rregullimit; dhe
 - iii. koha e aktivizimit të fuqisë reaktive.
 - d) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse përmbushen kushtet e mëposhtme:
 - i. diapazoni i tarimit të fuqisë reaktive dhe rritja sigurohen në përputhje me nenin 21(3)(d);
 - ii. saktësia e rregullimit është me përputhje me kushtet e vendosura në nenin 21(3)(d).
9. Në lidhje me mënyrën me kontroll të faktorit të fuqisë do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:
- a) Do të demonstrohen aftësitë e modulit të parkut për të operuar me mënyrën me kontroll të faktorit të fuqisë në përputhje me nenin 21(3)(d)(vi)
 - b) Testi i mënyrës me kontroll të faktorit të fuqisë do të verifikojë parametrat e mëposhtëm:
 - i. diapazonin e tarimit të faktorit të fuqisë
 - ii. saktësinë e rregullimit; dhe
 - iii. përgjigjen e fuqisë reaktive për shkak të ndryshimit me hap të fuqisë aktive;
 - c) Testi do të konsiderohet i suksesshëm nëse përmbushen tërësisht kushtet e mëposhtme:
 - i. janë siguruar diapazoni i tarimit të faktorit të fuqisë dhe rritja në përputhje me nenin 21(3)(d);
 - ii. koha e aktivizimit të fuqisë reaktive si rezultat i ndryshimit me hap në fuqi aktive nuk kalon kërkesat e përcaktuara në nenin 21(3)(d); dhe
 - iii. saktësia e rregullimit është në përputhje me vlerën e specifikuar në nenin 21(3)(d).
10. Në lidhje me testet e përmendura në paragrafët 7, 8 dhe 9, operatori i sistemit mund të zgjedhë vetëm një nga tri opsionet e kontrollit për testim.

Neni 49

Testet e pajtueshmërisë për tipin D të moduleve të parkut

1. Tipi D i moduleve të parkut është subjekt i testeve të pajtueshmërisë si për tipat B dhe C të moduleve në përputhje me kushtet e përcaktuara në nenet 47 dhe 48.
2. Në vend të testeve përkatëse, pronari i modulit gjenerues mund të përdorë certifikatat e pajisjes të lëshuara nga një certifikues i autorizuar, me kusht që t'i jenë siguruar më parë operatorit të sistemit.

KAPITULLI 4

TESTET E PAJTUESHMËRISË PËR MODULET E PARKUT OFFSHORE

Neni 50

Testet e pajtueshmërisë për modulet e parkut offshore

Për modulet e parkut të energjisë zbatohen testet e pajtueshmërisë të përcaktuara nenin 44 (2), si dhe në paragrafët (2), (3), (4), (5), (7), (8) dhe (9) të nenit 48.



KAPITULLI 5

SIMULIMET E PAJTUESHMËRISË PËR MODULET GJENERUESE SINKRONE

Neni 51

Simulimet e pajtueshmërisë për tipin B të moduleve gjeneruese sinkrone

1. Pronarët e objektit gjenerues do të ndërmarrin simulime të përgjigjes në LFSM-O për tipin B të moduleve gjeneruese sinkrone. Në vend të simulimeve përkatëse, pronari i modulit gjenerues mund të përdorë certifikatat e pajisjes së lëshuar nga një certifikues i autorizuar për të demonstruar pajtueshmërinë me pajisjen përkatëse. Në këtë rast, certifikata e pajisjes duhet t'i sigurohet operatorit të sistemit.

2. Në lidhje me simulimin e përgjigjes në LFSM-O do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Gjatë simulimit duhet demonstruar aftësia teknike modulit gjenerues për të ndryshuar fuqinë aktive në frekuencë të lartë në përputhje me nenin 13(2);

b) Simulimi do të kryhet duke arritur nivelin minimal të rregullimit me hapa dhe pjerrësi të mëdha të frekuencës, duke marrë parasysh tarimin e përkuljes dhe deadbanden;

c) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm në rastin kur:

i. modeli i simulimit të modulit gjenerues është i vlefshëm kundrejt testit të pajtueshmërisë për LFSM-O të përshkruar në nenin 44(2); dhe

ii. demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 13(2).

3. Në lidhje me simulimet e aftësisë së operimit në avari për tipin B të moduleve gjeneruese sinkrone do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Nga simulimet duhet demonstruar aftësia e operimit në avari e modulit gjenerues në kushte e përcaktuara në nenin 14(3)(a);

b) Simulimi konsiderohet i suksesshëm nëse demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 14(3)(a).

3. Në lidhje me simulimet e rivendosjes së fuqisë aktive pas defektit duhet të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohet aftësia e modulit gjenerues për të rivendosur fuqinë aktive të përmendur në kushtet e përcaktuara në nenin 17(3);

b) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm nëse demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 17(3).

Neni 52

Simulimet e pajtueshmërisë për tipin C të moduleve gjeneruese sinkrone

1. Përveç simulimeve të pajtueshmërisë për tipin B të moduleve gjeneruese sinkrone të përcaktuara në nenin 51, modulet gjeneruese sinkron të tipit C do të jenë subjekt i simulimeve të pajtueshmërisë së detajuar në paragrafët 2 deri 5. Në vend të një pjesë ose të gjithë simulimit, pronari i objektit gjenerues mund të përdorë certifikatat e pajisjes të lëshuara nga një certifikues i autorizuar i cili duhet t'ia sigurojë ato operatorit të sistemit.

2. Në lidhje me simulimin e përgjigjes në LFSM-U do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Të demonstrohet aftësia e modulit gjenerues për të ndryshuar fuqinë aktive në frekuencë të ulët në përputhje me nenin 15(2)(c);

b) Simulimi të kryhet me anë të hapave në frekuencë të ulët dhe pjerrësi deri sa të arrijë kapacitetin maksimal, duke marrë parasysh tarimet e përkuljes dhe deadbandes;

c) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm në rastin, kur:

i. modeli i simulimit i modulit gjenerues është i vlefshëm kundrejt testit të pajtueshmërisë për përgjigje në LFSM-U të përshkruar në nenin 45(2); dhe

ii. demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e nenit 15(2)(c).

3. Në lidhje me simulimin e përgjigjes në FSM do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:



a) Duhet të demonstrohet aftësia e modulit gjenerues për të ndryshuar fuqinë aktive gjatë gjithë diapazonit të frekuencës në përputhje me nenin 15(2)(c);

b) Simulimi të kryhet me anë të simulimit të hapave dhe pjerrësisë së frekuencës në madhësi të mjaftueshme sa për të nxitur diapazonin e plotë të përgjigjes së fuqisë aktive, duke marrë parasysh tarimet e përkuljes dhe deadbandes;

c) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm në rastin kur:

i. modeli i simulimit të modulit gjenerues është i vlefshëm kundrejt testit të pajtueshmërisë së përgjigjes në FSM të përshkruar në nenin 42(3); dhe

ii. demonstrohet pajtueshmëria me nenin 15(2)(d).

4. Në lidhje me simulimin e operimit ishull do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohet performanca e modulit gjenerues gjatë operimit ishull të referuar në kushtet përcaktuara në nenin 15(5)(b);

b) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm nëse moduli gjenerues redukton ose rrit prodhimin e fuqisë aktive nga pika e mëparshme e operimit në çdo pikë të re operimi brenda kurbës së aftësisë P-Q brenda limiteve të nenin 15(5)(b) pa u shkyçur nga operimi ishull për shkak të nënfrekuencës.

4. Në lidhje me simulimet e aftësisë për fuqi reaktive do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohet aftësia e modulit gjenerues për të siguruar aftësi për fuqi reaktive në absorbim dhe gjenerim të fuqisë aktive në përputhje me kushtet e përcaktuara në nenin 18(2)(b) dhe (c).

b) Simulimi konsiderohet i suksesshëm nëse përmbushen kushtet e mëposhtme:

i. modeli i simulimit të modulit gjenerues është i vlefshëm kundrejt testeve të pajtueshmërisë për aftësi për fuqi reaktive të përshkruar në nenin 45(7); dhe

ii. demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e nenit 18(2) (b) dhe (c).

Neni 53

Simulimet e pajtueshmërisë për tipin D të moduleve gjeneruese sinkrone

1. Përveç simulimeve të pajtueshmërisë për tipat B dhe C të moduleve gjeneruese sinkrone të përcaktuar në nenet 51 dhe 52, përjashtuar simulimin e aftësisë së operimit në avari të tipit B të moduleve gjeneruese sinkrone të referuar në nenin 51, tipi D i moduleve gjeneruese janë subjekt i simulimeve të pajtueshmërisë të përcaktuar në paragrafët 2 dhe 3. Në vend të gjithë ose një pjesë të këtyre simulimeve, pronari i modulit gjenerues mund të përdorë certifikatat e pajisjes të lëshuar nga një certifikues i autorizuar, i cili duhet t'i sigurohet operatorit të sistemit.

2. Në lidhje me simulimin e kontrollit të shuarjes së lëkundjeve do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohet që performanca në terma të sistemit të kontrollit (funksioni PSS) është në gjendje të shuajë lëkundjet e fuqisë aktive në përputhje me kushtet e përcaktuara në nenin 19(2).

b) Rregullimi duhet të rezultojë në përmirësim të shuarjes së përgjigjes fuqisë aktive në lidhje me AVR në kombinim me funksioni PSS, të krahasuar me përgjigjen e fuqisë aktive të AVR vetëm.

c) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm nëse kushtet e mëposhtme përmbushen tërësisht:

i. funksioni PSS shuan lëkundjet ekzistuese të fuqisë aktive të modulit gjenerues brenda diapazonit të frekuencës të specifikuar nga OST-ja. Ky diapazon frekuence duhet të përfshijë mënyrën e frekuencës lokale të modulit gjenerues dhe të lëkundjeve të pritshme të rrjetit; dhe

ii. reduktimi i menjëhershëm i ngarkesës së modulit gjenerues nga 1 pu deri 0.6 pu të kapacitetit maksimal nuk çon në lëkundje të pashuara të fuqisë aktive të modulit gjenerues.

3. Në lidhje me simulimet e aftësisë për të operuar në avari të moduleve gjeneruese sinkrone të tipit D do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Të demonstrohet aftësia e modulit gjenerues për të ofruar operimin në avari në përputhje me kushtet e përcaktuara në nenin 16(3)(a);

b) Simulimi konsiderohet i suksesshëm nëse demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 16(3)(a).



KAPITULLI 6 SIMULIMET E PAJTUESHMËRISË PËR MODULET E PARKUT

Neni 54

Simulimet e pajtueshmërisë për modulet e tipit B të parkut

1. Tipi B i moduleve të parkut janë subjekt i simulimeve të pajtueshmërisë së treguar në paragrafët 2 deri 5. Në vend të të gjithë ose pjesë të këtyre simulimeve, pronari i objektit gjenerues mund të përdorë certifikatat e pajisjes së lëshuar nga një certifikues i autorizuar, të cilat duhet t'ia sigurojë Operatorit të Sistemit.

2. Në lidhje me simulimet e përgjigjes në LFSM-O duhet të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohet aftësia e modulit gjenerues për të ndryshuar fuqinë aktive në frekuencë të lartë në përputhje me nenin 13(2).

b) Simulimi do të kryhet me anë të hapave dhe pjerrësi të frekuencës deri sa të arrihet niveli minimal të rregullimit, duke marrë parasysh tarimin e përkuljes dhe deadbandes;

c) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm në rastin kur demonstrohet:

i. pajtueshmëria për përgjigjen e testit LFSM-O të përcaktuar në neni 47(2); dhe

ii. pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 13(2).

3. Në lidhje me simulimet e “injektimit rrymë të shpejtë” do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Demonstrohet aftësia e modulit të parkut të energjisë për “injektim rrymë të shpejtë” në përputhje me kushtet e përcaktuara në nenin 20(2)(b).

b) Simulimi konsiderohet i suksesshëm nëse demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 20(2)(b).

4. Në lidhje me simulimin e aftësisë së operimit në avari të tipit B të moduleve të parkut, do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Të demonstrohen nga simulimi, aftësia e modulit të parkut e operimit në avari në përputhje me nenin 14(3)(a).

b) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm nëse demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 14(3)(a).

5. Në lidhje me simulimin e rivendosjes së fuqisë aktive pas defektit do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Demonstrohet aftësia e modulit të parkut për të siguruar rivendosje të fuqisë aktive pasdefektit në përputhje me kushtet e përcaktuara në nenin 20 (3).

b) Simulimi konsiderohet i suksesshëm nëse demonstrohet pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 20(3).

Neni 55

Simulimet e pajtueshmërisë për tipin C të moduleve të parkut

1. Përveç simulimeve të pajtueshmërisë për tipin B të moduleve të parkut të përcaktuar në neni 54, tipi C i moduleve të parkut është subjekt i simulimeve të pajtueshmërisë të përcaktuar në paragrafët nga 2 deri 7. Në vend të të gjithë simulimit ose të një pjesë të këtyre simulimeve, pronari i objektit gjenerues mund të përdorë certifikatat e pajisjes të lëshuar nga një certifikues i autorizuar, i cili duhet t'ia sigurojë ato operatori të sistemit.

2. Në lidhje me simulimet e përgjigjes në LFSM-U do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstrohet aftësia e modulit të parkut për të ndryshuar fuqinë aktive në frekuencë të ulët në përputhje me nenin 15(2)(c);

b) Simulimi do të kryhet duke simuluar hapa dhe pjerrësi në frekuencë të ulët deri në arritjen e kapacitetit maksimal, duke marrë parasysh tarimet e përkuljes dhe deadbandes;

c) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm në rastin kur demonstrohet pajtueshmëria, me:

i. testet e pajtueshmërisë për përgjigje në LFSM-U të përcaktuara në nenin 48(3); dhe

ii. me kërkesat e përcaktuara në nenin 15(2)(c).



3. Në lidhje me simulimet e përgjigjes në FSM do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet demonstruar aftësia e modulit të parkut për të ndryshuar fuqinë aktive gjatë gjithë diapazonit të frekuencës siç përmendet në nenin 15(2)(d);

b) Simulimi do të kryhet duke simuluar hapa dhe pjerrësi të frekuencës në madhësi të mjaftueshme sa për të nxitur gjithë diapazonin e përgjigjes së frekuencës ndaj fuqisë aktive duke marrë parasysh deadbanden dhe tarimin e përkuljes;

c) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm në rastin, kur:

i. modeli i simulimit i modulit të parkut është i vlefshëm kundrejt testit të pajtueshmërisë së përgjigjes në FSM të përcaktuar në nenin 48(4); dhe

ii. demonstron pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 15(2)(d).

4. Në lidhje me simulimet e operimit ishull, duhet të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstron performanca e modulit të parkut gjatë operimit ishull në përputhje me kushtet e përcaktuara në nenin 15(5)(b);

b) Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm në rastin kur moduli i parkut redukton ose rrit fuqinë aktive nga pika e operimit e mëparshme në çdo pikë tjetër operimi, brenda diagramit të aftësisë P-Q dhe brenda kufijve të përcaktuar në nenin 15(5)(b), pa shkyçje të modulit gjenerues nga ishulli për shkak të nën/mbifrekuencës.

5. Në lidhje me simulimet e aftësisë së sigurimit të inercisë sintetike do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Duhet të demonstron aftësia e modulit të parkut për të siguruar inerci sintetike në ngjarjen e frekuencës së ulët siç përcaktohet në nenin 21(2)(a);

b) Simulimi konsiderohet i suksesshëm nëse modeli demonstron që është në përputhje me kushtet e përcaktuara në nenin 21(2);

6. Në lidhje me simulimin e aftësisë për fuqi reaktive, do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Moduli i parkut duhet të demonstrojë që ai mundet të sigurojë aftësi për absorbim ose gjenerim të fuqisë reaktive të përcaktuar në nenin 21(3)(b) dhe (c);

b) Simulimi konsiderohet i suksesshëm nëse kushtet e mëposhtme përmbushen tërësisht:

i. modeli i simulimit të modulit të parkut është i vlefshëm kundrejt testeve të pajtueshmërisë për aftësi për fuqi reaktive të përcaktuar në nenin 48(6); dhe

ii. pajtueshmëria me kërkesat e përcaktuara në nenin 21(3)(b) dhe (c) është demonstruar.

7. Në lidhje me simulimet e kontrollit të shuarjes së lëkundjeve, do të zbatohen kërkesat e mëposhtme:

a) Modeli i modulit të parkut duhet të demonstrojë që mund të japi aftësinë për shuarjen e lëkundjeve të fuqisë në përputhje me nenin 21(3)(f);

b) Simulimi konsiderohet i suksesshëm në rastin kur modeli demonstron pajtueshmëri me kushtet e përcaktuara në nenin 21(3)(f).

Neni 56

Simulimet e pajtueshmërisë për tipin D të moduleve të parkut

1. Përveç simulimeve të pajtueshmërisë për tipat B dhe C të moduleve të parkut të përcaktuara në nenet 54 dhe 55, përjashtuar për aftësinë e operimit në avari të modulit të parkut të tipit B referuar në nenin 54(4), tipi D i moduleve të parkut janë subjekt edhe i simulimeve të pajtueshmërisë së aftësisë së operimit në avari.

2. Në vend të të gjitha ose një pjesë të simulimeve të përmendura në paragrafin 1, pronari i modulit gjenerues mund të përdorë certifikatat e pajisjes së lëshuar nga një certifikues i autorizuar, të cilat duhet t'i sigurohen operatorit të sistemit.

3. Modeli i modulit të parkut duhet të demonstrojë që është i përshtatshëm për simulimin e aftësisë së operimit në avari në përputhje me nenin 16(3)(a).

4. Simulimi do të konsiderohet i suksesshëm nëse modeli demonstron pajtueshmëri me kushtet e përcaktuara në nenin 16(3)(a).



KAPITULLI 7 SIMULIMET E PAJTUESHMËRISË PËR MODULET E PARKUT OFFSHORE

Neni 57

Simulimet e pajtueshmërisë të zbatueshme për modulet e parkut offshore

Simulimet e pajtueshmërisë të përcaktuara në paragrafët 3 dhe 5, të nenit 54, si dhe në paragrafët 4, 5 dhe 7, të nenit 55 do të zbatohen për çdo modul të parkut të energjisë offshore.

KAPITULLI 8 UDHËZUES JODETYRUES NË IMPLEMENTIM

Neni 58

Udhëzues jodetyrues në implementim

1. Jo më vonë se gjashtë muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, ENTSO-E do të përgatisë dhe më pas çdo dy vjet do të sigurojë udhëzime jodetyruese me shkrim të anëtarëve të saj dhe operatorët e tjerë të sistemit në lidhje me elementet e kësaj Rregulloreje, e cila kërkon vendime kombëtare. ENTSO-E do të publikojë këtë udhëzim në faqen e saj të *web-it*.⁵

2. ENTSO-E do të konsultohet me grupet e interesit, kur siguron udhëzimet jodetyruese.⁶

3. Udhëzimi jodetyrues publikuar nga ENTSO-E shpjegon çështje teknike, kushtet dhe ndërvlerësitë të cilat duhet të merren parasysh kur përshtaten me kërkesat e kësaj Rregulloreje në nivel kombëtar.

Neni 59

Monitorimi

1. ENTSO-E do të monitorojë zbatimin e kësaj Rregulloreje në përputhje me nenin 8 (8) të Rregullores (KE) nr. 714/2009⁷ për palat kontraktuese TSO e të cilave janë anëtare të ENTSO-E. Sekretariati dhe Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë do të monitorojnë implementimin e kësaj Rregulloreje për Palët Kontraktuese TSO e të cilave nuk janë anëtare të ENTSO-E. Monitorimi do të marrë në konsideratë listën e informacionit relevant të hartuar nga Agjencia për Bashkëpunim e Rregullatoreve të Energjisë dhe do të mbulojë në veçanti çështjet e mëposhtme.

a) Identifikimin e çdo divergjence në zbatimin e kësaj Rregulloreje në nivel kombëtar;

b) Vlerësimin nëse zgjedhja e vlerave dhe diapazoneve në kërkesat e zbatueshme për modulet e gjenerues sipas kësaj Rregulloreje vazhdojnë të jenë të vlefshme.

ENTSO-E duhet t'i raportojë gjetjet e tij, Sekretariatit dhe Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë. Sekretariati dhe Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë do të vënë në dispozicion gjetjet që rrjedhin nga monitorimi i zbatimit të kësaj Rregulloreje.

2. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë, në bashkëpunim me ENTSO për energji elektrike, do të nxjerrë 12 muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje një listë të informacionit përkatës që do të komunikohet nga ENTSO-E për Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë në pajtim me nenin 8 (9) dhe nenin 9 (1) të Rregullores (KE) nr. 714/2009. Lista e informatave respektive mund të jenë subjekt i përditësimit. ENTSO-E do të mbajë informacionin e kërkuar nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe të dhënat të plotë, në format të standardizuar, arkiva dixhitale.⁸

3. OST-të përkatëse do të paraqesin në Sekretariat dhe Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe ENTSO-E informacionin e kërkuar për të kryer detyrat e përmendura në paragrafët 1 dhe 2.⁹

⁵ Neni 58, paragrafi (1) nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.

⁶ Neni 58, paragrafi (2) nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.

⁷ Në përputhje me nenin 8 (8) të Rregullores (KE) nr. 714/2009 - teksti nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.

⁸ Neni 59, paragrafi (2) nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.

⁹ Paragrafi 2 - teksti nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.



Bazuar në kërkesën e Entit Rregullator, OSSH-të do t'i sigurojnë OST-së të dhëna sipas paragrafit 1, përveç nëse informacioni është marrë tashmë nga autoritetet rregullatore, Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë apo Sekretariatit, Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe ENTSO-E në lidhje me detyrat e tyre përkatëse të monitorim-zbatimit, me qëllimin e shmangies së dhënies së dyfishtë të informacionit.

4. Ku ENTSO-E ose Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë krijojnë zona që u nënshtrohen kësaj Rregulloreje, ku, në bazë të zhvillimeve të tregut ose përvojës së mbledhur në zbatim të kësaj Rregulloreje, harmonizimi i mëtejshëm i kërkesave sipas kësaj Rregulloreje është i këshillueshëm për të promovuar integrimin e tregut, do të propozojnë projektamendamentet e kjo Rregullore në bazë të nenit 7 (1) të Rregullores (KE) nr. 714/2009.¹⁰

PJESA V DEROGIMET

Neni 60

Fuqia për të dhënë derogime

1. Autoriteti rregullator mundet, me kërkesë të një pronari të objektit gjenerues ose pronarit të ardhshëm, operatori të sistemit përkatës ose OST-je respektive, t'i japi pronarëve të objektit gjenerues ose pronarëve të ardhshëm, ose OST-së derogime sipas një ose më shumë dispozitave të kësaj Rregulloreje për modulet gjeneruese të rinj dhe ekzistues në përputhje me nenet 61 deri 63.

2. Sipas rastit, në një Palë Kontraktuese, derogimet mund të jepen dhe të hiqen në përputhje me nenet 61 deri 63 nga autoritete të tjera nga ai rregullator.

Neni 61

Dispozita të përgjithshme

1. Çdo autoritet rregullator duhet të specifikojë, pas konsultimit me operatorët respektivë dhe pronarët e objektit gjenerues dhe grupet e tjera të interesit të cilët konsiderohen të prekur nga kjo Rregullore, kriterin për dhënien e derogimeve në përputhje me nenet 62 dhe 63. Ai do t'i publikojë këto kritere në faqen e *web*-it dhe njoftojë për to Sekretariatin brenda nëntë muajve nga skadimi i afatit për transpozimin e kësaj Rregulloreje. Sekretariati mund t'i kërkojë autoritetit rregullator të amendojë kriteret nëse ai konsiderohet që ata nuk janë në linjë me këtë Rregullore. Kjo mundësi për të rishikuar dhe amenduar kriterin për dhënien e derogimeve nuk do të prekë derogimet e dhëna tashmë të cilat do të vazhdojnë të zbatohen deri në datën e skadimit të afatit të transpozimit caktuar siç detajohet në vendimin që jep përjashtimin.

2. Nëse autoriteti rregullator konsideron që ai është i nevojshëm për shkak të ndryshimit në rrethanat që lidhen me zhvillimin e kërkesave të sistemit, ai mund të rishikojë dhe amendojë së paku një herë në vit kriterin për dhënien e derogimeve në përputhje me paragrafin 1. Çdo ndryshim në kriteret nuk do të zbatohet në derogimet për të cilat kërkesa tashmë është bërë.

3. Autoriteti rregullator mund të vendosë që modulet gjeneruese për të cilët është paraqitur kërkesa për derogim në përputhje me nenin 62 ose 63, nuk kanë nevojë të jenë në përputhje me kërkesat e kësaj Rregulloreje nga e cila është kërkuar derogimi, nga dita e paraqitjes së kërkesës deri në lëshimin e vendimit të autoritetit rregullator.

Neni 62

Kërkesa për derogim nga një pronar i objektit gjenerues

1. Pronarët e objektit gjenerues, ose pronarët e perspektivës, mund të kërkojnë derogim për një ose disa nga kërkesat e kësaj Rregulloreje për modulet gjeneruese brenda objekteve të tyre.

2. Kërkesa për derogim do të paraqitet me operatorin e sistemit respektiv dhe do të përfshijë:

¹⁰ Neni 59, paragrafi (4) nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.



- a) Identifikim të pronarit të objektit gjenerues, ose pronarit të perspektivës dhe një person kontakti për çdo komunikim;
- b) Përshkrimin e moduleve gjeneruese ose modulit për të cilat është kërkuar derogimi;
- c) Referencë të dispozitave të kësaj Rregulloreje nga e cila është kërkuar derogimi dhe përshkrim të detajuar të kërkesave për derogim;
- d) Arsytim të detajuar, me dokumentet përkatëse suportuese dhe analiza të kosto-përfitimit në përputhje me kërkesat e nenit 39;
- e) Demonstrimin që derogimi i kërkuar nuk do të ketë efekt të kundërt në tregun ndërkufitar.

3. Brenda tri javëve pas marrjes së kërkesës për derogim, operatori i sistemit respektiv do t'i konfirmojë pronarit të objektit gjenerues ose pronarit të perspektivës nëse kërkesa është e plotë. Nëse operatori i sistemit respektiv e konsideron që kërkesa është e mangët, pronari i objektit gjenerues ose pronari i perspektivës, duhet të paraqesin informacionin shtesë të kërkuar brenda një muaji pas marrjes së kërkesës për informacion shtesë. Nëse pronari i objektit gjenerues, ose pronari i perspektivës nuk japin informacionin e kërkuar brenda këtij kufiri të kohës, kërkesa për derogim do të konsiderohet e tërhequr.

4. Operatori i sistemit respektiv në koordinim me OST-në respektive dhe çdo DSO ose DSO-të e prekura duhet të analizojë kërkesën për derogim dhe sigurojë analizë të kosto-përfitimit, duke marrë parasysh kriteret e përcaktuara nga autoriteti rregullator në përputhje me nenin 61.

5. Nëse kërkohet derogim për modulet gjeneruese të tipit C ose D të lidhura në sistemin e shpërndarjes, përfshirë sistemet e mbyllura të shpërndarjes, vlerësimi i operatorit të sistemit respektiv duhet të shoqërohet nga vlerësim të kërkesës për derogim nga OST-ja respektive. OST-ja respektive duhet të japi vlerësimin e saj brenda dy muajve pas kërkesës nga operatori i sistemit respektiv.

6. Brenda gjashtë muajve pas marrjes së kërkesës për derogim, operatori i sistemit respektiv do t'ia përcjellë kërkesën autoriteti rregullator dhe paraqesë vlerësimin(et) e paraqitur(a) në përputhje me paragrafët 4 dhe 5. Kjo periudhë mund të zgjatët me një muaj kur operatori i sistemit kërkon informacion të mëtejshëm nga pronari i objekti gjenerues, ose pronari i perspektivës dhe me dy muaj kur operatori i sistemit respektiv kërkon nga OST-ja repsektive të paraqesë vlerësimin e kërkesës për derogim.

7. Autoriteti rregullator duhet të miratojë vendimin në lidhje me çdo kërkesë për derogim brenda gjashtë muajve nga dita pas marrjes së kërkesës. Ky kufi kohe mund të zgjatët me tre muaj para skadimit të tij kur autoriteti rregullator kërkon informacion të mëtejshëm nga pronari i objektit gjenerues ose pronari i perspektivës ose nga çdo palë tjetër e interesuar. Koha shtesë do të fillojë pas marrjes së informacionit të plotë.

8. Pronari i modulit gjenerues ose pronari i perspektivës do të paraqesë çdo informacion shtesë të kërkuar nga autoriteti rregullator brenda dy muajve pas një kërkesë të tillë. Nëse pronari i objektit gjenerues ose pronari i perspektivës, nuk jep informacionin e kërkuar brenda këtij kufiri kohe, kërkesa për derogim do të konsiderohet e tërhequr përveç nëse para skadimit të saj:

- a) Autoriteti rregullator vendos të japë zgjatje të afatit; ose
- b) Pronari i objektit gjenerues ose pronari i perspektivës, informon autoritetin rregullator me anë të paraqitjes së arsyetuar që kërkesa për derogim është e plotë.

9. Autoriteti rregullator do të lëshojë një vendim të arsyetuar në lidhje me kërkesën për derogim. Kur autoriteti rregullator jep derogimin ai do të specifikojë kohëzgjatjen e tij.

10. Autoriteti rregullator do të njoftojë vendimin e tij pronarit të objektit gjenerues, ose pronarit të ardhshëm, operatorit të sistemit respektiv dhe OST-së përkatëse.

11. Autoriteti rregullator mund ta anulojë vendimin për dhënien e derogimit nëse rrethanat dhe shkaqet kryesore nuk zbatohen për kohë të gjatë ose pas rekomandimit të arsyetuar të Sekretariatit ose rekomandimit të arsyetuar të Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë në përputhje me nenin 65(2).

12. Për tipin A të moduleve gjeneruese, kërkesa për derogim sipas këtij neni mund të bëhet nga palët e treta në emër të pronarit të objektit gjenerues, ose pronarit të perspektivës. Një kërkesë e tillë mund të



jetë për një modul të vetëm ose disa module gjeneruese identike. Në rastin e fundit dhe me kusht që të jetë specifikuar kapaciteti maksimal i përgjithshëm, pala e tretë mund të paraqesë detajet e kërkuara në pikën (a), të paragrafit 2, me detajet e tyre.

Neni 63

Kërkesa për derogim nga një operator sistemi ose OST

1. Operatorët e sistemit respektiv ose OST-të respektive mund të kërkojnë derogime për klasat e moduleve gjeneruese të lidhur ose që do të lidhen me rrjetin.

2. Operatorët e sistemit respektiv ose OST-të respektive do të paraqesin në autoritetin rregullator kërkesat e tyre për derogim. Çdo kërkesë për derogim do të përfshijë:

a) Identifikimin e operatorit respektiv ose OST-së respektive, dhe një person kontakti për çdo komunikim;

b) Përshkrim të moduleve gjeneruese për të cilat kërkohet derogimi dhe kapacitetin total të instaluar, si dhe numrin e moduleve gjeneruese;

c) Kërkesën ose kërkesat e kësaj Rregulloreje për të cilën kërkohet derogimi, me përshkrim të detajuar të derogimit të kërkuar;

d) Arsyetim të detajuar të shkaqeve, me të gjithë dokumentacionin suportues;

e) Demonstrimin që derogimi i kërkuar nuk do të ketë efekt të kundër në tregun nder-kufitar;

f) Analizë të kosto-përfitimit në përputhje me kërkesat e nenit 39. Nëse zbatohet, analiza e kosto-përfitimit do të kryhet në koordinim me OST-në respektive dhe çdo DSO ose DSO-të fqinje.

3. Kur kërkesa për derogim është paraqitur nga DSO-respektive ose CDSO, autoriteti rregullator duhet, brenda dy javëve nga dita pas marrjes së kërkesës, kërkojë nga OST-ja respektive të vlerësojë kërkesën për derogim nën dritën e kriterit të përcaktuar nga autoriteti rregullator në përputhje me nenin 61.

4. Brenda dy javëve nga dita pas marrjes së kërkesës së tillë për vlerësim, OST-ja respektive duhet të konfirmojë për DSO-në respektive ose CDSO-në nëse kërkesa për derogim është e plotë. Nëse OST-ja respektive e konsideron që është i paplotë, DSO-në respektive ose CDSO-në do të paraqesin informacionin e kërkuar shtesë brenda një muaji pas marrjes së kërkesës për informacion shtesë.

5. Brenda gjashtë muajve pas marrjes së kërkesës për derogim, OST-ja respektive do të paraqesë në autoritetin rregullator vlerësimin e saj, përfshirë çdo dokumentacion të rëndësishëm. Kufiri prej 6 muajsh mund të zgjatët me një muaj kur OST-ja kërkon informacion të mëtejshëm nga DSO-ja respektive ose nga CDSO-ja.

6. Autoriteti rregullator do të nxjerre një vendim në lidhje me kërkesën për derogim brenda 6 muajve nga dita pas marrjes së kërkesës. Kur kërkesa për derogim është paraqitur nga DSO-ja ose CDSO-ja, kufiri i kohës prej 6 muajsh fillon nga dita pas marrjes së vlerësimit të OST-së në përputhje me paragrafin 5.

7. Kufiri i kohës prej 7 muajsh e përmendur në paragrafin 6, mundet para skadimit të saj, të zgjatët me tre muaj shtesë kur autoriteti rregullator kërkon informacion të mëtejshëm nga operatori i sistemit përkatës që kërkon derogimin ose nga palët e tjera të interesuara. Kjo periudhë shtesë do të fillojë nga dita pas datës së marrjes së informacionit të plotë.

Operatori i sistemit përkatës do të sigurojë çdo informacion shtesë të kërkuar nga autoriteti rregullator brenda dy muajve nga data e kërkesës. Nëse operatori i sistemit respektiv nuk siguron informacionin shtesë të kërkuar brenda atij limiti kohe, kërkesa për derogim do të konsiderohet e tërhequr, përveç, nëse para skadimit të afatit të kohës:

a) Autoriteti rregullator vendos të japë zgjatje të afatit; ose

b) Operatori i sistemit respektiv informon autoritetin rregullator me anë të paraqitjes së arsyetuar që kërkesa për derogim është e plotë.

8. Autoriteti rregullator do të lëshojë një vendim të arsyetuar në lidhje me kërkesën për derogim. Kur autoriteti rregullator jep derogim, ai duhet të specifikojë kohëzgjatjen e tij.



9. Autoriteti rregullator do të njoftojë për vendimin e tij operatorin e sistemit respektiv që kërkon derogim, OST-në respektive dhe Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe Sekretariatit.

10. Autoriteti rregullator mundet të përcaktojë kërkesa të mëtejshme në lidhje me përgatitjen e kërkesave për derogim nga operatorët e sistemit respektiv. Duke bërë kështu, autoriteti rregullator do të marrë parasysh skemën ndërmjet sistemit të transmetimit dhe sistemit të shpërndarjes në nivel nacional dhe do të konsultohet me operatorët e sistemit, pronarët e objekteve gjeneruese dhe grupet e interesit duke përfshirë prodhuesit.

11. Autoriteti rregullator mundet të anulojë një vendim që jep derogim nëse rrethanat dhe arsyet e themelore nuk zbatohen më tej, ose pas një rekomandimi të arsyetuar të Sekretariatit ose rekomandimit të arsyetuar nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë në përputhje me nenin 65(2).

Neni 64

Regjistrimi i derogimeve sipas kërkesave të kësaj Rregulloreje

1. Autoritetet Rregullore do të mbajnë një regjistër të të gjitha derogimeve që ata kanë dhënë ose refuzuar dhe do t'i sigurojnë Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe Sekretariati një regjistër të përditësuar dhe konsoliduar të paktën çdo 6 muaj, një kopje e të cilit do t'i jepet ENTSO-E.

2. Regjistri do të përmbajë në veçanti:

- a) Kërkesën ose kërkesat për të cilën është dhënë ose refuzuar derogimi;
- b) Përmbajtjen e derogimit;
- c) Arsyet e dhënies ose refuzimit të derogimit;
- d) Pasojat që rezultojnë nga dhënia e derogimit.

Neni 65

Monitorimi i derogimeve

1. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe Sekretariati do të monitorojë procedurën për dhënien e derogimeve në bashkëpunim me autoritetin rregullator ose autoritete përkatëse të Palës Kontraktuese. Këto autoritete ose autoritetet përkatëse të Palës Kontraktuese do t'i sigurojnë Sekretariatit të gjithë informacionin e nevojshëm për këtë qëllim.

2. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë mund të lëshojë një rekomandim për autoritetin rregullator për të anuluar derogimin për shkak të mungesës së justifikimit. Sekretariati mundet të lëshojë një rekomandim të arsyetuar për autoritetin rregullator ose autoritetin përkatës të Palës Kontraktuese për të anuluar derogimin për shkak të mungesës së justifikimit.

3. Sekretariati mund t'i kërkojë Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë të raportojë mbi zbatimin e paragrafëve 1 dhe 2 dhe të japë arsyet për kërkimin ose jo të anulimit të derogimit.

PJESA VI

MARRËVESHJET KALIMTARE PËR TEKNOLOGJITË NË ZHVILLIM

Neni 66

Teknologjitë e reja

1. Me përjashtim të nenit 30, kërkesat e kësaj Rregulloreje nuk zbatohen për modulet gjeneruese të klasifikuar si një teknologji në zhvillim, në përputhje me procedurat e përcaktuara në këtë pjesë.

2. Një modul gjenerues do të klasifikohet si një teknologji në zhvillim në bazë të nenit 69, me kusht që:

- a) Është i tipit A;
- b) Është teknologji e modulit gjenerues komercialisht e disponueshme; dhe
- c) Shitjet totale të teknologjisë së moduleve gjeneruese brenda një zone sinkrone në kohën e aplikimit për klasifikim si një teknologji në zhvillim, nuk kalojnë 25% të nivelit maksimal të kapacitetit maksimal total të përcaktuar në pajtim me paragrafin 1, të nenit 67 (1).

Neni 67

Përcaktimi i pragjeve për klasifikimin si teknologji në zhvillim

1. Niveli maksimal i kapacitetit total maksimal të moduleve gjeneruese të energjisë të klasifikuara si teknologji në zhvillim në një zonë sinkrone do të jetë 0.1% e ngarkesës vjetore maksimale të 2014-s në atë zonë sinkrone.

2. Palët Kontraktuese duhet të sigurojnë që niveli i tyre maksimal i kapacitetit maksimal total të moduleve gjeneruese të klasifikuara si teknologji në zhvillim është llogaritur duke shumëzuar nivelin maksimal të kapacitetit total të moduleve gjeneruese të klasifikuara si teknologji të zhvilluara të një zonë sinkrone me raportin vjetor të energjisë elektrike të gjeneruar në vitin 2014 në Palët Kontraktuese në totalin vjetor të energjisë elektrike të gjeneruar në vitin 2014 në zonën përkatëse sinkrone që i takon Palës Kontraktuese.

Për Palët Kontraktuese që u përkasin pjesëve të zonave sinkrone të ndryshme, llogaritja do të kryhet në mënyrë proporcionale për secilën prej këtyre pjesëve dhe të kombinuara për të dhënë alokimin total për atë Palët Kontraktuese.

3. Burimi i të dhënave për zbatimin e këtij neni do të jenë të dhënat statistikore të ENTSO-E të publikuara në vitin 2015.

Neni 68

Zbatimi për klasifikimin si një teknologji në zhvillim

1. Brenda gjashtë muajve nga skadimi i afatit për transpozimin e kësaj Rregulloreje prodhuesit e moduleve gjeneruese të tipit A mund të paraqesin pranë autoritetit përkatës rregullator një kërkesë për klasifikimin e teknologjisë së tyre të moduleve gjeneruese si një teknologji në zhvillim.

2. Në lidhje me kërkesën sipas paragrafit 1, prodhuesi duhet të informojë autoritetin përkatës rregullator për shitjet totale të teknologjisë përkatëse të moduleve gjeneruese brenda çdo zone sinkrone në kohën e aplikimit për klasifikimin si një teknologji në zhvillim.

3. Prova se kërkesa e paraqitur në përputhje me paragrafin 1, është në përputhje me kriteret e përcaktuara në nenet 66 dhe 67, do të sigurohet nga prodhuesi.

4. Aty ku është e aplikueshme në një Palë Kontraktuese, vlerësimi i kërkesave, miratimi dhe tërheqja e klasifikimit si një teknologji në zhvillim mund të ndërmerret nga autoritete të tjera përveç autoritetit rregullator.

Neni 69

Vlerësimi dhe miratimi i kërkesave për klasifikim si një teknologji në zhvillim

1. 12 muaj pas skadimit të afatit për transpozimin të kësaj Rregulloreje, autoriteti përkatës rregullator do të vendosë në koordinim me të gjitha autoritetet e tjera rregullatore të një zone sinkrone, në të cilat modulet gjeneruese, nëse ka, duhet të klasifikohen si teknologji në zhvillim. Çdo Autoritet rregullator i zonës përkatëse sinkrone, mund të kërkojë paraprakisht opinionin nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë, e cila do të lëshohet brenda tre muajve pas marrjes së kërkesës. Vendimi i autoritetit përkatës rregullator duhet të marrë parasysh opinionin e Bordit Rregullator i Komunitetit të Energjisë.

2. Lista e moduleve gjeneruese të miratuara si teknologji në zhvillim do të publikohet nga secili autoritet rregullator i zonës sinkrone.

Neni 70

Tërheqja e klasifikimit si një teknologji në zhvillim

1. Nga data e vendimit të autoriteteve rregullatore në përputhje me nenin 69(1), prodhuesi i çdo moduli gjenerues i klasifikuar si teknologji në zhvillim duhet të paraqesë në autoritetin rregullator çdo dy muaj një përditësim të shitjeve të modulit për Palën Kontraktuese për dy muajt e kaluar. Autoriteti rregullator do të vendosë në dispozicion të publikut kapacitetin maksimal total të moduleve gjeneruese të klasifikuara si teknologji në zhvillim.



2. Në rast se kapaciteti maksimal total i të gjitha moduleve gjeneruese të klasifikuara si teknologji në zhvillim të lidhura me rrjetet, e tejkalon pragun e përcaktuar në nenin 67, klasifikimi si një teknologji në zhvillim duhet të tërhiqet nga autoriteti përkatës rregullator. Vendimi për tërheqjen do të publikohet.

3. Pa cenuar dispozitat e paragrafëve 1 dhe 2, të gjitha autoritetet rregullatore të një zone sinkrone mund të vendosin në mënyrë të koordinuar për të tërhequr një klasifikimin si teknologji në zhvillim. Autoritetet rregullatore të zonës përkatëse sinkrone mund të kërkojnë paraprakisht një opinion nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë, i cili do jepet brenda tre muajve pas marrjes së kërkesës. Sipas rastit, vendimi i koordinuar i autoriteteve rregullatore merr parasysh opinionin e Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë. Vendimi i tërheqjes do të publikohet nga secili autoritet rregullator i një zone sinkrone.

Modulet gjeneruese të klasifikuara si teknologji në zhvillim dhe të lidhura me rrjetin para datës së tërheqjes së atij klasifikimi si teknologji në zhvillim do të trajtohen si module gjeneruese ekzistuese dhe për këtë arsye do të jenë subjekt i kërkesave të kësaj Rregulloreje në përputhje me dispozitat e nenit 4(2) dhe neneve 38 dhe 39.

PJESA VII DISPOZITA PËRFUNDIMTARE

Neni 71

Amendimi i kontratave dhe i termave e kushteve të përgjithshme

1. Autoritetet rregullatore do të sigurojnë që të gjitha klauzolat përkatëse në kontratat dhe termat dhe kushtet e përgjithshme lidhur me lidhjen me rrjetin të moduleve të reja gjeneruese janë sjellë në pajtueshmëri me kërkesat e kësaj Rregulloreje.

2. Të gjitha klauzolat përkatëse në kontratat dhe klauzolat përkatëse të termave dhe kushteve të përgjithshme lidhur me lidhjen me rrjetin të moduleve gjeneruese ekzistuese subjekt i të gjitha ose disa prej kërkesave të kësaj Rregulloreje në përputhje me nenin 4(1) do të amendohen me qëllim që të përputhen me kërkesat e kësaj Rregulloreje. Klauzolat përkatëse do të amendohen brenda tri viteve pas vendimit të autoritetit rregullator ose të Palën Kontraktuese siç përmendet në nenin 4(1).

3. Autoritetet rregullatore duhet të sigurojnë që marrëveshjet kombëtare ndërmjet operatorëve të sistemit dhe pronarëve të objekteve gjeneruese të reja ose ekzistuese subjekt i kësaj Rregulloreje dhe në lidhje me kërkesat e lidhjes në rrjet për objektet gjeneruese, në veçanti, në kodet kombëtare, reflektojnë kërkesat e përcaktuara në këtë Rregullore.

Neni 72

Hyrja në fuqi¹¹

Kjo Rregullore do të hyjë në fuqi ditën e 20 pas botimit në Fletoren Zyrtare të Komunitetit të Energjisë.

Pa rënë ndesh me nenet 4 (2) (b), 7 (6), 58, 59, 61 dhe pjesën VI, kërkesat e kësaj Rregulloreje do të aplikohen nga tre vjet pas publikimit.

Kjo Rregullore është detyruese në tërësinë e saj dhe drejtpërdrejt e zbatueshme në të gjitha Palët Kontraktuese.

¹¹ Neni 72 nuk aplikohet në zbatim të vendimit 2018/03/PHLG-EnC.



II

(Non-legislative acts)

REGULATIONS

COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631

of 14 April 2016

establishing a network code on requirements for grid connection of generators*(Text with EEA relevance)*

THE EUROPEAN COMMISSION,

Having regard to the Treaty on the Functioning of the European Union,

Having regard to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003 ⁽¹⁾, and in particular Article 6(11) thereof,

Whereas:

- (1) The swift completion of a fully functioning and interconnected internal energy market is crucial to maintaining security of energy supply, increasing competitiveness and ensuring that all consumers can purchase energy at affordable prices.
- (2) Regulation (EC) No 714/2009 sets out non-discriminatory rules governing access to the network for cross-border exchanges in electricity with a view to ensuring the proper functioning of the internal market in electricity. In addition Article 5 of Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council ⁽²⁾ requires that Member States or, where Member States have so provided, regulatory authorities ensure, inter alia, that objective and non-discriminatory technical rules are developed which establish minimum technical design and operational requirements for the connection to the system. Where requirements constitute terms and conditions for connection to national networks, Article 37(6) of the same Directive requires regulatory authorities to be responsible for fixing or approving at least the methodologies used to calculate or establish them. In order to provide system security within the interconnected transmission system, it is essential to establish a common understanding of the requirements applicable to power-generating modules. Those requirements that contribute to maintaining, preserving and restoring system security in order to facilitate proper functioning of the internal electricity market within and between synchronous areas, and to achieve cost efficiencies, should be regarded as cross-border network issues and market integration issues.
- (3) Harmonised rules for grid connection for power-generating modules should be set out in order to provide a clear legal framework for grid connections, facilitate Union-wide trade in electricity, ensure system security, facilitate the integration of renewable electricity sources, increase competition and allow more efficient use of the network and resources, for the benefit of consumers.
- (4) System security depends partly on the technical capabilities of power-generating modules. Therefore regular coordination at the level of the transmission and distribution networks and adequate performance of the

⁽¹⁾ OJ L 211, 14.8.2009, p. 15.

⁽²⁾ Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC (OJ L 211, 14.8.2009, p. 55).



equipment connected to the transmission and distribution networks with sufficient robustness to cope with disturbances and to help to prevent any major disruption or to facilitate restoration of the system after a collapse are fundamental prerequisites.

- (5) Secure system operation is only possible if there is close cooperation between power-generating facility owners and system operators. In particular, the functioning of the system under abnormal operating conditions depends on the response of power-generating modules to deviations from the reference 1 per unit (pu) values of voltage and nominal frequency. In the context of system security, the networks and the power-generating modules should be considered as one entity from a system engineering point of view, given that those parts are interdependent. Therefore, as a prerequisite for grid connection, relevant technical requirements should be set for power-generating modules.
- (6) Regulatory authorities should consider the reasonable costs effectively incurred by system operators in the implementation of this Regulation when fixing or approving transmission or distribution tariffs or their methodologies or when approving the terms and conditions for connection and access to national networks in accordance with Article 37(1) and (6) of Directive 2009/72/EC and with Article 14 of Regulation (EC) No 714/2009.
- (7) Different synchronous electricity systems in the Union have different characteristics which need to be taken into account when setting the requirements for generators. It is therefore appropriate to consider regional specificities when establishing network connection rules as required by Article 8(6) of Regulation (EC) No 714/2009.
- (8) In view of the need to provide regulatory certainty, the requirements of this Regulation should apply to new generating facilities but should not apply to existing generating modules and generating modules already at an advanced stage of planning but not yet completed unless the relevant regulatory authority or Member State decides otherwise based on evolution of system requirements and a full cost-benefit analysis, or where there has been substantial modernisation of those generating facilities.
- (9) The significance of power-generating modules should be based on their size and their effect on the overall system. Synchronous machines should be classed on the machine size and include all the components of a generating facility that normally run indivisibly, such as separate alternators driven by the separate gas and steam turbines of a single combined-cycle gas turbine installation. For a facility including several such combined-cycle gas turbine installations, each should be assessed on its size, and not on the whole capacity of the facility. Non-synchronously connected power-generating units, where they are collected together to form an economic unit and where they have a single connection point should be assessed on their aggregated capacity.
- (10) In view of the different voltage level at which generators are connected and their maximum generating capacity, this Regulation should make a distinction between different types of generators by establishing different levels of requirements. This Regulation does not set the rules to determine the voltage level of the connection point to which the power-generating module shall be connected.
- (11) The requirements applicable to type A power-generating modules should be set at the basic level necessary to ensure capabilities of generation with limited automated response and minimal system operator control. They should ensure that there is no large-scale loss of generation over system operational ranges, thereby minimising critical events, and include requirements necessary for widespread intervention during system-critical events.
- (12) The requirements applicable to type B power-generating modules should provide for a wider range of automated dynamic response with greater resilience to operational events, in order to ensure the use of this dynamic response, and a higher level of system operator control and information to utilise those capabilities. They ensure an automated response to mitigate the impact of, and maximise dynamic generation response to, system events.
- (13) The requirements applicable to type C power-generating modules should provide for a refined, stable and highly controllable real-time dynamic response aiming to provide principle ancillary services to ensure security of supply. Those requirements should cover all system states with consequential detailed specification of interactions of requirements, functions, control and information to utilise those capabilities and ensure the real-time system response necessary to avoid, manage and respond to system events. Those requirements should also provide for sufficient capability of generating modules to respond to both intact and system disturbed situations, and should provide the information and control necessary to utilise generation in different situations.



- (14) The requirements applicable to type D power-generating modules should be specific to higher voltage connected generation with an impact on control and operation of the entire system. They should ensure stable operation of the interconnected system, allowing the use of ancillary services from generation Europe-wide.
- (15) The requirements should be based on the principles of non-discrimination and transparency as well as on the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total cost for all involved parties. Therefore those requirements should reflect the differences in the treatment of generation technologies with different inherent characteristics, and avoid unnecessary investments in some geographical areas in order to take into account their respective regional specificities. Transmission system operators ('TSOs') and distribution system operators ('DSOs') including closed distribution system operators ('CDSOs') can take those differences into account when defining the requirements in accordance with the provisions of this Regulation, whilst recognising that the thresholds which determine whether a system is a transmission system or a distribution system are established at the national level.
- (16) Due to its cross-border impact, this Regulation should aim at the same frequency-related requirements for all voltage levels, at least within a synchronous area. That is necessary because, within a synchronous area, a change in frequency in one Member State would immediately impact frequency and could damage equipment in all other Member States.
- (17) To ensure system security, it should be possible for power-generating modules in each synchronous area of the interconnected system to remain connected to the system for specified frequency and voltage ranges.
- (18) This Regulation should provide for ranges of parameters for national choices for fault-ride-through capability to maintain a proportionate approach reflecting varying system needs such as the level of renewable energy sources ('RES') and existing network protection schemes, both transmission and distribution. In view of the configuration of some networks, the upper limit for fault-ride-through requirements should be 250 milliseconds. However, given that the most common fault clearing time in Europe is currently 150 milliseconds it leaves scope for the entity, as designated by the Member State to approve the requirements of this Regulation, to verify that a longer requirement is necessary before approving it.
- (19) When defining the pre-fault and post-fault conditions for the fault-ride-through capability, taking into account system characteristics such as network topology and generation mix, the relevant TSO should decide whether priority is given to pre-fault operating conditions of power-generating modules or to longer fault clearance times.
- (20) Ensuring appropriate reconnection after an incidental disconnection due to a network disturbance is important to the functioning of the interconnected system. Proper network protection is essential for maintaining system stability and security, particularly in case of disturbances to the system. Protection schemes can prevent aggravation of disturbances and limit their consequences.
- (21) Adequate information exchange between system operators and power-generating facility owners is a prerequisite for enabling system operators to maintain system stability and security. System operators need to have a continuous overview of the state of the system, which includes information on the operating conditions of power-generating modules, as well as the possibility to communicate with them in order to direct operational instructions.
- (22) In emergency situations which could endanger system stability and security, system operators should have the possibility to instruct that the output of power-generating modules be adjusted in a way which allows system operators to meet their responsibilities for system security.
- (23) Voltage ranges should be coordinated between interconnected systems because they are crucial to secure planning and operation of a power system within a synchronous area. Disconnections because of voltage disturbances have an impact on neighbouring systems. Failure to specify voltage ranges could lead to widespread uncertainty in planning and operation of the system with respect to operation beyond normal operating conditions.
- (24) The reactive power capability needs depend on several factors including the degree of network meshing and the ratio of in-feed and consumption, which should be taken into account when establishing reactive power requirements. When regional system characteristics vary within a systems operator's area of responsibility, more



than one profile could be appropriate. Reactive power production, known as lagging, at high voltages and reactive power consumption, known as leading, at low voltages might not be necessary. Reactive power requirements could put constraints on the design and operation of power-generating facilities. Therefore it is important that the capabilities actually required for efficient system operation be thoroughly assessed.

- (25) Synchronous power-generating modules have an inherent capability to resist or slow down frequency deviations, a characteristic which many RES technologies do not have. Therefore countermeasures should be adopted, to avoid a larger rate of change of frequency during high RES production. Synthetic inertia could facilitate further expansion of RES, which do not naturally contribute to inertia.
- (26) Appropriate and proportionate compliance testing should be introduced so that system operators can ensure operational security.
- (27) The regulatory authorities, Member States and system operators should ensure that, in the process of developing and approving the requirements for network connection, they are harmonised to the extent possible, in order to ensure full market integration. Established technical standards should be taken into particular consideration in the development of connection requirements.
- (28) A process for derogating from the rules should be set out in this Regulation to take into account local circumstances where exceptionally, for example, compliance with those rules could jeopardise the stability of the local network or where the safe operation of a power-generating module might require operating conditions that are not in line with the Regulation. In the case of particular combined heat and power plants, which bring wider efficiency benefits, applying the rules set out in this Regulation could result in disproportionate costs and lead to the loss of those efficiency benefits.
- (29) Subject to approval by the relevant regulatory authority, or other authority where applicable in a Member State, system operators should be allowed to propose derogations for certain classes of power-generating modules.
- (30) This Regulation has been adopted on the basis of Regulation (EC) No 714/2009 which it supplements and of which it forms an integral part. References to Regulation (EC) No 714/2009 in other legal acts should be understood as also referring to this Regulation.
- (31) The measures provided for in this Regulation are in accordance with the opinion of the Committee referred to in Article 23(1) of Regulation (EC) No 714/2009

HAS ADOPTED THIS REGULATION:

TITLE I

GENERAL PROVISIONS

Article 1

Subject matter

This Regulation establishes a network code which lays down the requirements for grid connection of power-generating facilities, namely synchronous power-generating modules, power park modules and offshore power park modules, to the interconnected system. It, therefore, helps to ensure fair conditions of competition in the internal electricity market, to ensure system security and the integration of renewable electricity sources, and to facilitate Union-wide trade in electricity.



This regulation also lays down the obligations for ensuring that system operators make appropriate use of the power-generating facilities' capabilities in a transparent and non-discriminatory manner to provide a level playing field throughout the Union.

Article 2

Definitions

For the purposes of this Regulation, the definitions in Article 2 of Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council ⁽¹⁾, Article 2 of Regulation (EC) No 714/2009, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 ⁽²⁾ Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013 ⁽³⁾ and Article 2 of Directive 2009/72/EC shall apply.

In addition, the following definitions shall apply:

- (1) 'entity' means a regulatory authority, other national authority, system operator or other public or private body appointed under national law.
- (2) 'synchronous area' means an area covered by synchronously interconnected TSOs, such as the synchronous areas of Continental Europe, Great Britain, Ireland-Northern Ireland and Nordic and the power systems of Lithuania, Latvia and Estonia, together referred to as 'Baltic' which are part of a wider synchronous area;
- (3) 'voltage' means the difference in electrical potential between two points measured as the root-mean-square value of the positive sequence phase-to-phase voltages at fundamental frequency;
- (4) 'apparent power' means the product of voltage and current at fundamental frequency, and the square root of three in the case of three-phase systems, usually expressed in kilovolt-amperes ('kVA') or megavolt-amperes ('MVA');
- (5) 'power-generating module' means either a synchronous power-generating module or a power park module;
- (6) 'power-generating facility' means a facility that converts primary energy into electrical energy and which consists of one or more power-generating modules connected to a network at one or more connection points;
- (7) 'power-generating facility owner' means a natural or legal entity owning a power-generating facility;
- (8) 'main generating plant' means one or more of the principal items of equipment required to convert the primary source of energy into electricity;
- (9) 'synchronous power-generating module' means an indivisible set of installations which can generate electrical energy such that the frequency of the generated voltage, the generator speed and the frequency of network voltage are in a constant ratio and thus in synchronism;
- (10) 'power-generating module document' or 'PGMD' means a document provided by the power-generating facility owner to the relevant system operator for a type B or C power-generating module which confirms that the power-generating module's compliance with the technical criteria set out in this Regulation has been demonstrated and provides the necessary data and statements, including a statement of compliance;
- (11) 'relevant TSO' means the TSO in whose control area a power-generating module, a demand facility, a distribution system or a HVDC system is or will be connected to the network at any voltage level;
- (12) 'network' means a plant and apparatus connected together in order to transmit or distribute electricity;
- (13) 'relevant system operator' means the transmission system operator or distribution system operator to whose system a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is or will be connected;

⁽¹⁾ Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC (OJ L 315, 14.11.2012, p. 1).

⁽²⁾ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (OJ L 197, 25.7.2015, p. 24).

⁽³⁾ Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council (OJ L 163, 15.6.2013, p. 1).



- (14) 'connection agreement' means a contract between the relevant system operator and either the power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner, which includes the relevant site and specific technical requirements for the power-generating facility, demand facility, distribution system, distribution system connection or HVDC system;
- (15) 'connection point' means the interface at which the power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is connected to a transmission system, offshore network, distribution system, including closed distribution systems, or HVDC system, as identified in the connection agreement;
- (16) 'maximum capacity' or 'Pmax' means the maximum continuous active power which a power-generating module can produce, less any demand associated solely with facilitating the operation of that power-generating module and not fed into the network as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner;
- (17) 'power park module' or 'PPM' means a unit or ensemble of units generating electricity, which is either non-synchronously connected to the network or connected through power electronics, and that also has a single connection point to a transmission system, distribution system including closed distribution system or HVDC system;
- (18) 'offshore power park module' means a power park module located offshore with an offshore connection point;
- (19) 'synchronous compensation operation' means the operation of an alternator without prime mover to regulate voltage dynamically by production or absorption of reactive power;
- (20) 'active power' means the real component of the apparent power at fundamental frequency, expressed in watts or multiples thereof such as kilowatts ('kW') or megawatts ('MW');
- (21) 'pump-storage' means a hydro unit in which water can be raised by means of pumps and stored to be used for the generation of electrical energy;
- (22) 'frequency' means the electric frequency of the system expressed in hertz that can be measured in all parts of the synchronous area under the assumption of a consistent value for the system in the time frame of seconds, with only minor differences between different measurement locations. Its nominal value is 50Hz;
- (23) 'droop' means the ratio of a steady-state change of frequency to the resulting steady-state change in active power output, expressed in percentage terms. The change in frequency is expressed as a ratio to nominal frequency and the change in active power expressed as a ratio to maximum capacity or actual active power at the moment the relevant threshold is reached;
- (24) 'minimum regulating level' means the minimum active power, as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner, down to which the power-generating module can control active power;
- (25) 'setpoint' means the target value for any parameter typically used in control schemes;
- (26) 'instruction' means any command, within its authority, given by a system operator to a power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner in order to perform an action;
- (27) 'secured fault' means a fault which is successfully cleared according to the system operator's planning criteria;
- (28) 'reactive power' means the imaginary component of the apparent power at fundamental frequency, usually expressed in kilovar ('kVAr') or megavar ('MVar');
- (29) 'fault-ride-through' means the capability of electrical devices to be able to remain connected to the network and operate through periods of low voltage at the connection point caused by secured faults;
- (30) 'alternator' means a device that converts mechanical energy into electrical energy by means of a rotating magnetic field;
- (31) 'current' means the rate at which electric charge flows which is measured by the root-mean-square value of the positive sequence of the phase current at fundamental frequency;
- (32) 'stator' means the portion of a rotating machine which includes the stationary magnetic parts with their associated windings;



- (33) 'inertia' means the property of a rotating rigid body, such as the rotor of an alternator, such that it maintains its state of uniform rotational motion and angular momentum unless an external torque is applied;
- (34) 'synthetic inertia' means the facility provided by a power park module or HVDC system to replace the effect of inertia of a synchronous power-generating module to a prescribed level of performance;
- (35) 'frequency control' means the capability of a power-generating module or HVDC system to adjust its active power output in response to a measured deviation of system frequency from a setpoint, in order to maintain stable system frequency;
- (36) 'frequency sensitive mode' or 'FSM' means the operating mode of a power-generating module or HVDC system in which the active power output changes in response to a change in system frequency, in such a way that it assists with the recovery to target frequency;
- (37) 'limited frequency sensitive mode — overfrequency' or 'LFSM-O' means a power-generating module or HVDC system operating mode which will result in active power output reduction in response to a change in system frequency above a certain value;
- (38) 'limited frequency sensitive mode — underfrequency' 'LFSM-U' means a power-generating module or HVDC system operating mode which will result in active power output increase in response to a change in system frequency below a certain value;
- (39) 'frequency response deadband' means an interval used intentionally to make the frequency control unresponsive;
- (40) 'frequency response insensitivity' means the inherent feature of the control system specified as the minimum magnitude of change in the frequency or input signal that results in a change of output power or output signal;
- (41) 'P-Q-capability diagram' means a diagram describing the reactive power capability of a power-generating module in the context of varying active power at the connection point;
- (42) 'steady-state stability' means the ability of a network or a synchronous power-generating module to revert and maintain stable operation following a minor disturbance;
- (43) 'island operation' means the independent operation of a whole network or part of a network that is isolated after being disconnected from the interconnected system, having at least one power-generating module or HVDC system supplying power to this network and controlling the frequency and voltage;
- (44) 'houseload operation' means the operation which ensures that power-generating facilities are able to continue to supply their in-house loads in the event of network failures resulting in power-generating modules being disconnected from the network and tripped onto their auxiliary supplies;
- (45) 'black start capability' means the capability of recovery of a power-generating module from a total shutdown through a dedicated auxiliary power source without any electrical energy supply external to the power-generating facility;
- (46) 'authorised certifier' means an entity that issues equipment certificates and power-generating module documents and whose accreditation is given by the national affiliate of the European cooperation for Accreditation ('EA'), established in accordance with Regulation (EC) No 765/2008 of the European Parliament and of the Council (1);
- (47) 'equipment certificate' means a document issued by an authorised certifier for equipment used by a power-generating module, demand unit, distribution system, demand facility or HVDC system. The equipment certificate defines the scope of its validity at a national or other level at which a specific value is selected from the range allowed at a European level. For the purpose of replacing specific parts of the compliance process, the equipment certificate may include models that have been verified against actual test results;
- (48) 'excitation control system' means a feedback control system that includes the synchronous machine and its excitation system;
- (49) 'U-Q/Pmax-profile' means a profile representing the reactive power capability of a power-generating module or HVDC converter station in the context of varying voltage at the connection point;

(1) Regulation (EC) No 765/2008 of the European Parliament and of the Council of 9 July 2008 setting out the requirements for accreditation and market surveillance relating to the marketing of products and repealing Regulation (EEC) No 339/93 (OJ L 218, 13.8.2008, p. 30).



- (50) 'minimum stable operating level' means the minimum active power, as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner, at which the power-generating module can be operated stably for an unlimited time;
- (51) 'overexcitation limiter' means a control device within the AVR which prevents the rotor of an alternator from overloading by limiting the excitation current;
- (52) 'underexcitation limiter' means a control device within the AVR, the purpose of which is to prevent the alternator from losing synchronism due to lack of excitation;
- (53) 'automatic voltage regulator' or 'AVR' means the continuously acting automatic equipment controlling the terminal voltage of a synchronous power-generating module by comparing the actual terminal voltage with a reference value and controlling the output of an excitation control system;
- (54) 'power system stabiliser' or 'PSS' means an additional functionality of the AVR of a synchronous power-generating module whose purpose is to damp power oscillations;
- (55) 'fast fault current' means a current injected by a power park module or HVDC system during and after a voltage deviation caused by an electrical fault with the aim of identifying a fault by network protection systems at the initial stage of the fault, supporting system voltage retention at a later stage of the fault and system voltage restoration after fault clearance;
- (56) 'power factor' means the ratio of the absolute value of active power to apparent power;
- (57) 'slope' means the ratio of the change in voltage, based on reference 1 pu voltage, to a change in reactive power in-feed from zero to maximum reactive power, based on maximum reactive power;
- (58) 'offshore grid connection system' means the complete interconnection between an offshore connection point and the onshore system at the onshore grid interconnection point;
- (59) 'onshore grid interconnection point' means the point at which the offshore grid connection system is connected to the onshore network of the relevant system operator;
- (60) 'installation document' means a simple structured document containing information about a type A power-generating module or a demand unit, with demand response connected below 1 000 V, and confirming its compliance with the relevant requirements;
- (61) 'statement of compliance' means a document provided by the power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner to the system operator stating the current status of compliance with the relevant specifications and requirements;
- (62) 'final operational notification' or 'FON' means a notification issued by the relevant system operator to a power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner who complies with the relevant specifications and requirements, allowing them to operate respectively a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system by using the grid connection;
- (63) 'energisation operational notification' or 'EON' means a notification issued by the relevant system operator to a power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner prior to energisation of its internal network;
- (64) 'interim operational notification' or 'ION' means a notification issued by the relevant system operator to a power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner which allows them to operate respectively a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system by using the grid connection for a limited period of time and to initiate compliance tests to ensure compliance with the relevant specifications and requirements;
- (65) 'limited operational notification' or 'LON' means a notification issued by the relevant system operator to a power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner who had previously attained FON status but is temporarily subject to either a significant modification or loss of capability resulting in non-compliance with the relevant specifications and requirements.

*Article 3***Scope of application**

1. The connection requirements set out in this Regulation shall apply to new power-generating modules which are considered significant in accordance with Article 5, unless otherwise provided.

The relevant system operator shall refuse to allow the connection of a power-generating module which does not comply with the requirements set out in this Regulation and which is not covered by a derogation granted by the regulatory authority, or other authority where applicable in a Member State pursuant to Article 60. The relevant system operator shall communicate such refusal, by means of a reasoned statement in writing, to the power-generating facility owner and, unless specified otherwise by the regulatory authority, to the regulatory authority.

2. This Regulation shall not apply to:

- (a) power-generating modules connected to the transmission system and distribution systems, or to parts of the transmission system or distribution systems, of islands of Member States of which the systems are not operated synchronously with either the Continental Europe, Great Britain, Nordic, Ireland and Northern Ireland or Baltic synchronous area;
- (b) power-generating modules that were installed to provide back-up power and operate in parallel with the system for less than five minutes per calendar month while the system is in normal system state. Parallel operation during maintenance or commissioning tests of that power-generating module shall not count towards the five-minute limit;
- (c) power-generating modules that do not have a permanent connection point and are used by the system operators to temporarily provide power when normal system capacity is partly or completely unavailable;
- (d) storage devices except for pump-storage power-generating modules in accordance with Article 6(2).

*Article 4***Application to existing power-generating modules**

1. Existing power-generating modules are not subject to the requirements of this Regulation, except where:

- (a) a type C or type D power-generating module has been modified to such an extent that its connection agreement must be substantially revised in accordance with the following procedure:
 - (i) power-generating facility owners who intend to undertake the modernisation of a plant or replacement of equipment impacting the technical capabilities of the power-generating module shall notify their plans to the relevant system operator in advance;
 - (ii) if the relevant system operator considers that the extent of the modernisation or replacement of equipment is such that a new connection agreement is required, the system operator shall notify the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State; and
 - (iii) the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State shall decide if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall apply; or
- (b) a regulatory authority or, where applicable, a Member State decides to make an existing power-generating module subject to all or some of the requirements of this Regulation, following a proposal from the relevant TSO in accordance with paragraphs 3, 4 and 5.

2. For the purposes of this Regulation, a power-generating module shall be considered existing if:

- (a) it is already connected to the network on the date of entry into force of this Regulation; or
- (b) the power-generating facility owner has concluded a final and binding contract for the purchase of the main generating plant by two years after the entry into force of the Regulation. The power-generating facility owner must notify the relevant system operator and relevant TSO of conclusion of the contract within 30 months after the entry into force of the Regulation.



The notification submitted by the power-generating facility owner to the relevant system operator and to the relevant TSO shall at least indicate the contract title, its date of signature and date of entry into force and the specifications of the main generating plant to be constructed, assembled or purchased.

A Member State may provide that in specified circumstances the regulatory authority may determine whether the power-generating module is to be considered an existing power-generating module or a new power-generating module.

3. Following a public consultation in accordance with Article 10 and in order to address significant factual changes in circumstances, such as the evolution of system requirements including penetration of renewable energy sources, smart grids, distributed generation or demand response, the relevant TSO may propose to the regulatory authority concerned, or where applicable, to the Member State to extend the application of this Regulation to existing power-generating modules.

For that purpose a sound and transparent quantitative cost-benefit analysis shall be carried out, in accordance with Articles 38 and 39. The analysis shall indicate:

- (a) the costs, in regard to existing power-generating modules, of requiring compliance with this Regulation;
- (b) the socioeconomic benefit resulting from applying the requirements set out in this Regulation; and
- (c) the potential of alternative measures to achieve the required performance.

4. Before carrying out the quantitative cost-benefit analysis referred to in paragraph 3, the relevant TSO shall:

- (a) carry out a preliminary qualitative comparison of costs and benefits;
- (b) obtain approval from the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State.

5. The relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State shall decide on the extension of the applicability of this Regulation to existing power-generating modules within six months of receipt of the report and the recommendation of the relevant TSO in accordance with Article 38(4). The decision of the regulatory authority or, where applicable, the Member State shall be published.

6. The relevant TSO shall take account of the legitimate expectations of power-generating facility owners as part of the assessment of the application of this Regulation to existing power-generating modules.

7. The relevant TSO may assess the application of some or all of the provisions of this Regulation to existing power-generating modules every three years in accordance with the criteria and process set out in paragraphs 3 to 5.

Article 5

Determination of significance

1. The power-generating modules shall comply with the requirements on the basis of the voltage level of their connection point and their maximum capacity according to the categories set out in paragraph 2.

2. Power-generating modules within the following categories shall be considered as significant:

- (a) connection point below 110 kV and maximum capacity of 0,8 kW or more (type A);
- (b) connection point below 110 kV and maximum capacity at or above a threshold proposed by each relevant TSO in accordance with the procedure laid out in paragraph 3 (type B). This threshold shall not be above the limits for type B power-generating modules contained in Table 1;
- (c) connection point below 110 kV and maximum capacity at or above a threshold specified by each relevant TSO in accordance with paragraph 3 (type C). This threshold shall not be above the limits for type C power-generating modules contained in Table 1; or
- (d) connection point at 110 kV or above (type D). A power-generating module is also of type D if its connection point is below 110 kV and its maximum capacity is at or above a threshold specified in accordance with paragraph 3. This threshold shall not be above the limit for type D power-generating modules contained in Table 1.



Table 1

Limits for thresholds for type B, C and D power-generating modules

Synchronous areas	Limit for maximum capacity threshold from which a power-generating module is of type B	Limit for maximum capacity threshold from which a power-generating module is of type C	Limit for maximum capacity threshold from which a power-generating module is of type D
Continental Europe	1 MW	50 MW	75 MW
Great Britain	1 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1,5 MW	10 MW	30 MW
Ireland and Northern Ireland	0,1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0,5 MW	10 MW	15 MW

3. Proposals for maximum capacity thresholds for types B, C and D power-generating modules shall be subject to approval by the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State. In forming proposals the relevant TSO shall coordinate with adjacent TSOs and DSOs and shall conduct a public consultation in accordance with Article 10. A proposal by the relevant TSO to change the thresholds shall not be made sooner than three years after the previous proposal.

4. Power-generating facility owners shall assist this process and provide data as requested by the relevant TSO.

5. If, as a result of modification of the thresholds, a power-generating module qualifies under a different type, the procedure laid down in Article 4(3) concerning existing power-generating modules shall apply before compliance with the requirements for the new type is required.

Article 6**Application to power-generating modules, pump-storage power-generating modules, combined heat and power facilities, and industrial sites**

1. Offshore power-generating modules connected to the interconnected system shall meet the requirements for onshore power-generating modules, unless the requirements are modified for this purpose by the relevant system operator or unless the connection of power park modules is via a high voltage direct current connection or via a network whose frequency is not synchronously coupled to that of the main interconnected system (such as via a back-to-back convertor scheme).

2. Pump-storage power-generating modules shall fulfil all the relevant requirements in both generating and pumping operation mode. Synchronous compensation operation of pump-storage power-generating modules shall not be limited in time by the technical design of power-generating modules. Pump-storage variable speed power-generating modules shall fulfil the requirements applicable to synchronous power-generating modules as well as those set out in point (b) of Article 20(2), if they qualify as type B, C or D.

3. With respect to power-generating modules embedded in the networks of industrial sites, power-generating facility owners, system operators of industrial sites and relevant system operators whose network is connected to the network of an industrial site shall have the right to agree on conditions for disconnection of such power-generating modules together with critical loads, which secure production processes, from the relevant system operator's network. The exercise of this right shall be coordinated with the relevant TSO.



4. Except for requirements under paragraphs 2 and 4 of Article 13 or where otherwise stated in the national framework, requirements of this Regulation relating to the capability to maintain constant active power output or to modulate active power output shall not apply to power-generating modules of facilities for combined heat and power production embedded in the networks of industrial sites, where all of the following criteria are met:

- (a) the primary purpose of those facilities is to produce heat for production processes of the industrial site concerned;
 - (b) heat and power-generating is inextricably interlinked, that is to say any change of heat generation results inadvertently in a change of active power-generating and vice versa;
 - (c) the power-generating modules are of type A, B, C or, in the case of the Nordic synchronous area, type D in accordance with points (a) to (c) of Article 5(2).
5. Combined heat and power-generating facilities shall be assessed on the basis of their electrical maximum capacity.

Article 7

Regulatory aspects

1. Requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation shall be subject to approval by the entity designated by the Member State and be published. The designated entity shall be the regulatory authority unless otherwise provided by the Member State.

2. For site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation, Member States may require approval by a designated entity.

3. When applying this Regulation, Member States, competent entities and system operators shall:

- (a) apply the principles of proportionality and non-discrimination;
- (b) ensure transparency;
- (c) apply the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total costs for all parties involved;
- (d) respect the responsibility assigned to the relevant TSO in order to ensure system security, including as required by national legislation;
- (e) consult with relevant DSOs and take account of potential impacts on their system;
- (f) take into consideration agreed European standards and technical specifications.

4. The relevant system operator or TSO shall submit a proposal for requirements of general application, or the methodology used to calculate or establish them, for approval by the competent entity within two years of entry into force of this Regulation.

5. Where this Regulation requires the relevant system operator, relevant TSO, power-generating facility owner and/or the distribution system operator to seek agreement, they shall endeavour to do so within six months after a first proposal has been submitted by one party to the other parties. If no agreement has been found within this time frame, each party may request the relevant regulatory authority to issue a decision within six months.

6. Competent entities shall take decisions on proposals for requirements or methodologies within six months following the receipt of such proposals.

7. If the relevant system operator or TSO deems an amendment to requirements or methodologies as provided for and approved under paragraph 1 and 2 to be necessary, the requirements provided for in paragraphs 3 to 8 shall apply to the proposed amendment. System operators and TSOs proposing an amendment shall take into account the legitimate expectations, if any, of power-generating facility owners, equipment manufacturers and other stakeholders based on the initially specified or agreed requirements or methodologies.



8. Any party having a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations under this Regulation may refer the complaint to the regulatory authority which, acting as dispute settlement authority, shall issue a decision within two months after receipt of the complaint. That period may be extended by two months where additional information is sought by the regulatory authority. That extended period may be further extended with the agreement of the complainant. The regulatory authority's decision shall have binding effect unless and until overruled on appeal.

9. Where the requirements under this Regulation are to be established by a relevant system operator that is not a TSO, Member States may provide that instead the TSO be responsible for establishing the relevant requirements.

Article 8

Multiple TSOs

1. Where more than one TSO exists in a Member State, this Regulation shall apply to all those TSOs.
2. Member States may, under the national regulatory regime, provide that the responsibility of a TSO to comply with one or some or all obligations under this Regulation is assigned to one or more specific TSOs.

Article 9

Recovery of costs

1. The costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation shall be assessed by the relevant regulatory authorities. Costs assessed as reasonable, efficient and proportionate shall be recovered through network tariffs or other appropriate mechanisms.
2. If requested by the relevant regulatory authorities, system operators referred to in paragraph 1 shall, within three months of the request, provide the information necessary to facilitate assessment of the costs incurred.

Article 10

Public consultation

1. Relevant system operators and relevant TSOs shall carry out consultation with stakeholders, including the competent authorities of each Member State, on proposals to extend the applicability of this Regulation to existing power-generating modules in accordance with Article 4(3), for the proposal for thresholds in accordance with Article 5(3), and on the report prepared in accordance with Article 38(3) and the cost-benefit analysis undertaken in accordance with Article 63(2). The consultation shall last at least for a period of one month.
2. The relevant system operators or relevant TSOs shall duly take into account the views of the stakeholders resulting from the consultations prior to the submission of the draft proposal for thresholds, the report or cost benefit analysis for approval by the regulatory authority or, if applicable, the Member State. In all cases, a sound justification for including or not the views of the stakeholders shall be provided and published in a timely manner before, or simultaneously with, the publication of the proposal.

Article 11

Stakeholder involvement

The Agency for the Cooperation of Energy Regulators (the Agency), in close cooperation with the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO for Electricity), shall organise stakeholder involvement regarding the requirements for grid connection of power-generating facilities, and other aspects of the implementation of this Regulation. This shall include regular meetings with stakeholders to identify problems and propose improvements notably related to the requirements for grid connection of power-generating facilities.



Article 12

Confidentiality obligations

1. Any confidential information received, exchanged or transmitted pursuant to this Regulation shall be subject to the conditions of professional secrecy laid down in paragraphs 2, 3 and 4.
2. The obligation of professional secrecy shall apply to any persons, regulatory authorities or entities subject to the provisions of this Regulation.
3. Confidential information received by the persons, regulatory authorities or entities referred to in paragraph 2 in the course of their duties may not be divulged to any other person or authority, without prejudice to cases covered by national law, the other provisions of this Regulation or other relevant Union law.
4. Without prejudice to cases covered by national or Union law, regulatory authorities, entities or persons who receive confidential information pursuant to this Regulation may use it only for the purpose of carrying out their duties under this Regulation.

TITLE II

REQUIREMENTS

CHAPTER I

General requirements

Article 13

General requirements for type A power-generating modules

1. Type A power-generating modules shall fulfil the following requirements relating to frequency stability:
 - (a) With regard to frequency ranges:
 - (i) a power-generating module shall be capable of remaining connected to the network and operate within the frequency ranges and time periods specified in Table 2;
 - (ii) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the power-generating facility owner may agree on wider frequency ranges, longer minimum times for operation or specific requirements for combined frequency and voltage deviations to ensure the best use of the technical capabilities of a power-generating module, if it is required to preserve or to restore system security;
 - (iii) the power-generating facility owner shall not unreasonably withhold consent to apply wider frequency ranges or longer minimum times for operation, taking account of their economic and technical feasibility.
 - (b) With regard to the rate of change of frequency withstand capability, a power-generating module shall be capable of staying connected to the network and operate at rates of change of frequency up to a value specified by the relevant TSO, unless disconnection was triggered by rate-of-change-of-frequency-type loss of mains protection. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify this rate-of-change-of-frequency-type loss of mains protection.

Table 2

Minimum time periods for which a power-generating module has to be capable of operating on different frequencies, deviating from a nominal value, without disconnecting from the network.

Synchronous area	Frequency range	Time period for operation
Continental Europe	47,5 Hz-48,5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than the period for 47,5 Hz-48,5 Hz
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 minutes



Synchronous area	Frequency range	Time period for operation
Nordic	47,5 Hz-48,5 Hz	30 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 minutes
Great Britain	47,0 Hz-47,5 Hz	20 seconds
	47,5 Hz-48,5 Hz	90 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 90 minutes
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	90 minutes
	51,5 Hz-52,0 Hz	15 minutes
Ireland and Northern Ireland	47,5 Hz-48,5 Hz	90 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 90 minutes
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	90 minutes
Baltic	47,5 Hz-48,5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes
	48,5 Hz-49,0 Hz	To be specified by each TSO, but not less than the period for 47,5 Hz-48,5 Hz
	49,0 Hz-51,0 Hz	Unlimited
	51,0 Hz-51,5 Hz	To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes

2. With regard to the limited frequency sensitive mode — overfrequency (LFSM-O), the following shall apply, as determined by the relevant TSO for its control area in coordination with the TSOs of the same synchronous area to ensure minimal impacts on neighbouring areas:

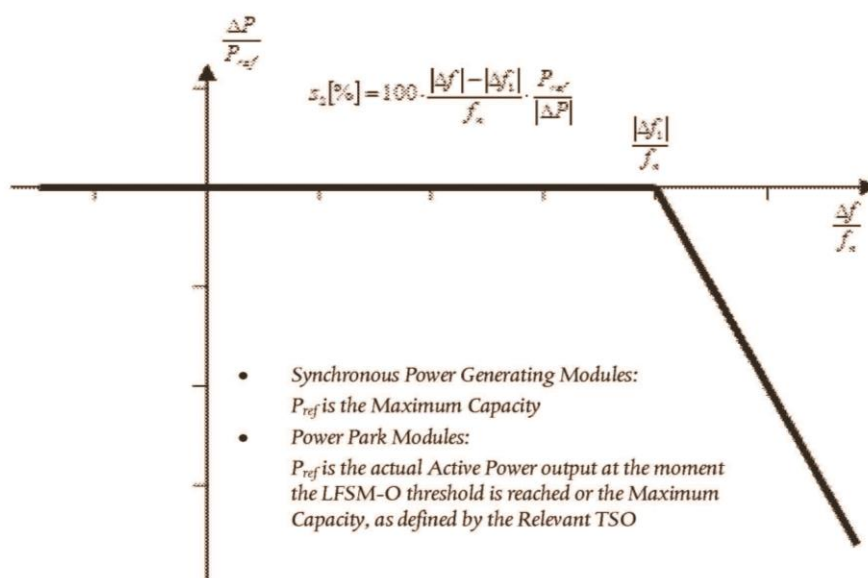
- (a) the power-generating module shall be capable of activating the provision of active power frequency response according to figure 1 at a frequency threshold and droop settings specified by the relevant TSO;



- (b) instead of the capability referred to in paragraph (a), the relevant TSO may choose to allow within its control area automatic disconnection and reconnection of power-generating modules of Type A at randomised frequencies, ideally uniformly distributed, above a frequency threshold, as determined by the relevant TSO where it is able to demonstrate to the relevant regulatory authority, and with the cooperation of power-generating facility owners, that this has a limited cross-border impact and maintains the same level of operational security in all system states;
- (c) the frequency threshold shall be between 50,2 Hz and 50,5 Hz inclusive;
- (d) the droop settings shall be between 2 % and 12 %;
- (e) the power-generating module shall be capable of activating a power frequency response with an initial delay that is as short as possible. If that delay is greater than two seconds, the power-generating facility owner shall justify the delay, providing technical evidence to the relevant TSO;
- (f) the relevant TSO may require that upon reaching minimum regulating level, the power-generating module be capable of either:
- (i) continuing operation at this level; or
 - (ii) further decreasing active power output;
- (g) the power-generating module shall be capable of operating stably during LFSM-O operation. When LFSM-O is active, the LFSM-O setpoint will prevail over any other active power setpoints.

Figure 1

Active power frequency response capability of power-generating modules in LFSM-O



P_{ref} is the reference active power to which ΔP is related and may be specified differently for synchronous power-generating modules and power park modules. ΔP is the change in active power output from the power-generating module. f_n is the nominal frequency (50 Hz) in the network and Δf is the frequency deviation in the network. At overfrequencies where Δf is above Δf_1 , the power-generating module has to provide a negative active power output change according to the droop S_2 .

3. The power-generating module shall be capable of maintaining constant output at its target active power value regardless of changes in frequency, except where output follows the changes specified in the context of paragraphs 2 and 4 of this Article or points (c) and (d) of Article 15(2) as applicable.

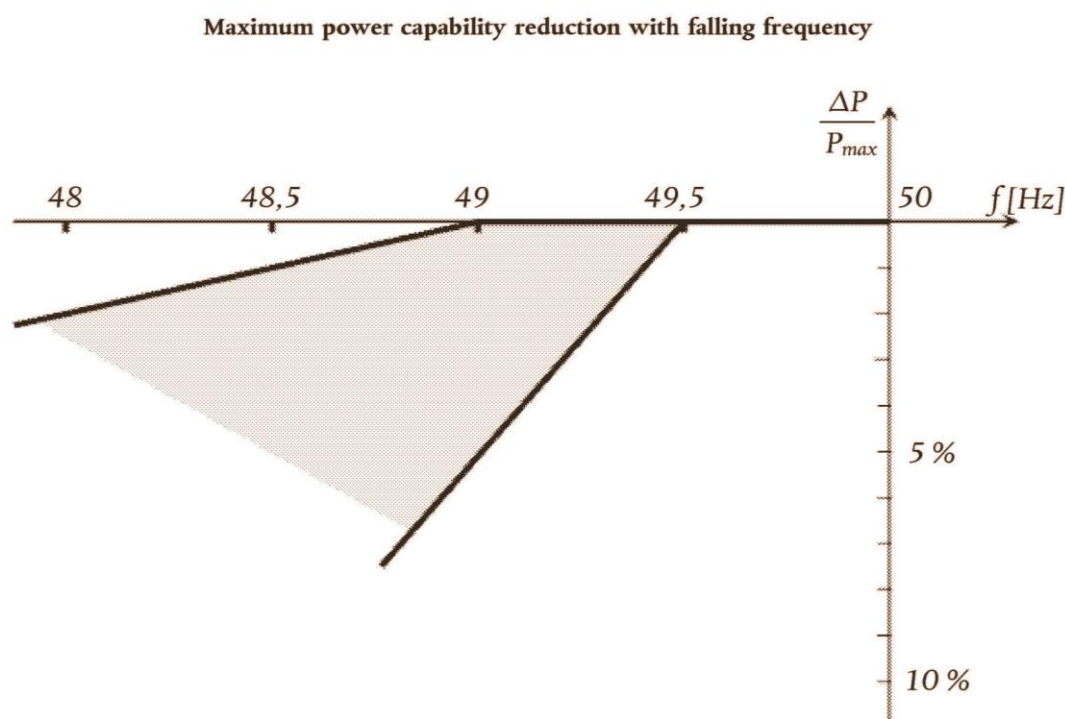
4. The relevant TSO shall specify admissible active power reduction from maximum output with falling frequency in its control area as a rate of reduction falling within the boundaries, illustrated by the full lines in Figure 2:

- (a) below 49 Hz falling by a reduction rate of 2 % of the maximum capacity at 50 Hz per 1 Hz frequency drop;
- (b) below 49,5 Hz falling by a reduction rate of 10 % of the maximum capacity at 50 Hz per 1 Hz frequency drop.

5. The admissible active power reduction from maximum output shall:

- (a) clearly specify the ambient conditions applicable;
- (b) take account of the technical capabilities of power-generating modules.

Figure 2



The diagram represents the boundaries in which the capability can be specified by the relevant TSO.

6. The power-generating module shall be equipped with a logic interface (input port) in order to cease active power output within five seconds following an instruction being received at the input port. The relevant system operator shall have the right to specify requirements for equipment to make this facility operable remotely.

7. The relevant TSO shall specify the conditions under which a power-generating module is capable of connecting automatically to the network. Those conditions shall include:

- (a) frequency ranges within which an automatic connection is admissible, and a corresponding delay time; and
- (b) maximum admissible gradient of increase in active power output.

Automatic connection is allowed unless specified otherwise by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.



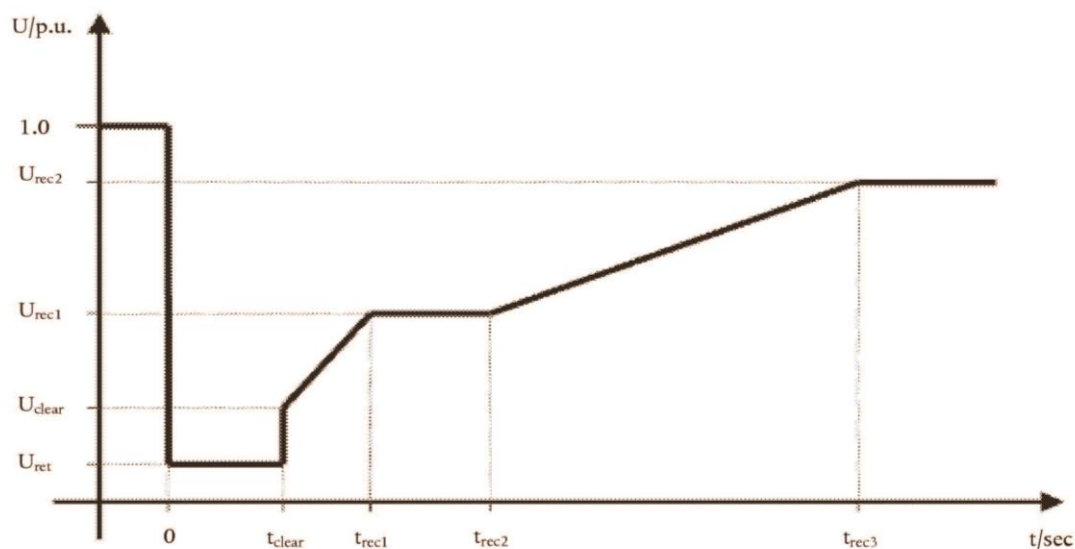
Article 14

General requirements for type B power-generating modules

1. Type B power-generating modules shall fulfil the requirements set out in Article 13, except for Article 13(2)(b).
2. Type B power-generating modules shall fulfil the following requirements in relation to frequency stability:
 - (a) to control active power output, the power-generating module shall be equipped with an interface (input port) in order to be able to reduce active power output following an instruction at the input port; and
 - (b) the relevant system operator shall have the right to specify the requirements for further equipment to allow active power output to be remotely operated.
3. Type B power-generating modules shall fulfil the following requirements in relation to robustness:
 - (a) with regard to fault-ride-through capability of power-generating modules:
 - (i) each TSO shall specify a voltage-against-time-profile in line with Figure 3 at the connection point for fault conditions, which describes the conditions in which the power-generating module is capable of staying connected to the network and continuing to operate stably after the power system has been disturbed by secured faults on the transmission system;
 - (ii) the voltage-against-time-profile shall express a lower limit of the actual course of the phase-to-phase voltages on the network voltage level at the connection point during a symmetrical fault, as a function of time before, during and after the fault;
 - (iii) the lower limit referred to in point (ii) shall be specified by the relevant TSO using the parameters set out in Figure 3, and within the ranges set out in Tables 3.1 and 3.2;
 - (iv) each TSO shall specify and make publicly available the pre-fault and post-fault conditions for the fault-ride-through capability in terms of:
 - the calculation of the pre-fault minimum short circuit capacity at the connection point,
 - pre-fault active and reactive power operating point of the power-generating module at the connection point and voltage at the connection point, and
 - calculation of the post-fault minimum short circuit capacity at the connection point;
 - (v) at the request of a power-generating facility owner, the relevant system operator shall provide the pre-fault and post-fault conditions to be considered for fault-ride-through capability as an outcome of the calculations at the connection point as specified in point (iv) regarding:
 - pre-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA,
 - pre-fault operating point of the power-generating module expressed in active power output and reactive power output at the connection point and voltage at the connection point, and
 - post-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA.

Alternatively, the relevant system operator may provide generic values derived from typical cases;

Figure 3

Fault-ride-through profile of a power-generating module

The diagram represents the lower limit of a voltage-against-time profile of the voltage at the connection point, expressed as the ratio of its actual value and its reference 1 pu value before, during and after a fault. U_{ret} is the retained voltage at the connection point during a fault, t_{clear} is the instant when the fault has been cleared. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} and t_{rec3} specify certain points of lower limits of voltage recovery after fault clearance.

Table 3.1

Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of synchronous power-generating modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U_{ret} :	0,05-0,3	t_{clear} :	0,14-0,15 (or 0,14-0,25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear} :	0,7-0,9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1} -0,7
U_{rec2} :	0,85-0,9 and $\geq U_{clear}$	t_{rec3} :	t_{rec2} -1,5

Table 3.2

Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of power park modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U_{ret} :	0,05-0,15	t_{clear} :	0,14-0,15 (or 0,14-0,25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear} :	U_{ret} -0,15	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5-3,0



- (vi) the power-generating module shall be capable of remaining connected to the network and continuing to operate stably when the actual course of the phase-to-phase voltages on the network voltage level at the connection point during a symmetrical fault, given the pre-fault and post-fault conditions in points (iv) and (v) of paragraph 3(a), remain above the lower limit specified in point (ii) of paragraph 3(a), unless the protection scheme for internal electrical faults requires the disconnection of the power-generating module from the network. The protection schemes and settings for internal electrical faults must not jeopardise fault-ride-through performance;
 - (vii) without prejudice to point (vi) of paragraph 3(a), undervoltage protection (either fault-ride-through capability or minimum voltage specified at the connection point voltage) shall be set by the power-generating facility owner according to the widest possible technical capability of the power-generating module, unless the relevant system operator requires narrower settings in accordance with point (b) of paragraph 5. The settings shall be justified by the power-generating facility owner in accordance with this principle;
- (b) fault-ride-through capabilities in case of asymmetrical faults shall be specified by each TSO.
4. Type B power-generating modules shall fulfil the following requirements relating to system restoration:
- (a) the relevant TSO shall specify the conditions under which a power-generating module is capable of reconnecting to the network after an incidental disconnection caused by a network disturbance; and
 - (b) installation of automatic reconnection systems shall be subject both to prior authorisation by the relevant system operator and to the reconnection conditions specified by the relevant TSO.
5. Type B power-generating modules shall fulfil the following general system management requirements:
- (a) with regard to control schemes and settings:
 - (i) the schemes and settings of the different control devices of the power-generating module that are necessary for transmission system stability and for taking emergency action shall be coordinated and agreed between the relevant TSO, the relevant system operator and the power-generating facility owner;
 - (ii) any changes to the schemes and settings, mentioned in point (i), of the different control devices of the power-generating module shall be coordinated and agreed between the relevant TSO, the relevant system operator and the power-generating facility owner, in particular if they apply in the circumstances referred to in point (i) of paragraph 5(a);
 - (b) with regard to electrical protection schemes and settings:
 - (i) the relevant system operator shall specify the schemes and settings necessary to protect the network, taking into account the characteristics of the power-generating module. The protection schemes needed for the power-generating module and the network as well as the settings relevant to the power-generating module shall be coordinated and agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner. The protection schemes and settings for internal electrical faults must not jeopardise the performance of a power-generating module, in line with the requirements set out in this Regulation;
 - (ii) electrical protection of the power-generating module shall take precedence over operational controls, taking into account the security of the system and the health and safety of staff and of the public, as well as mitigating any damage to the power-generating module;
 - (iii) protection schemes may cover the following aspects:
 - external and internal short circuit,
 - asymmetric load (negative phase sequence),
 - stator and rotor overload,
 - over-/underexcitation,
 - over-/undervoltage at the connection point,
 - over-/undervoltage at the alternator terminals,
 - inter-area oscillations,
 - inrush current,



- asynchronous operation (pole slip),
 - protection against inadmissible shaft torsions (for example, subsynchronous resonance),
 - power-generating module line protection,
 - unit transformer protection,
 - back-up against protection and switchgear malfunction,
 - overfluxing (U/f),
 - inverse power,
 - rate of change of frequency, and
 - neutral voltage displacement.
- (iv) changes to the protection schemes needed for the power-generating module and the network and to the settings relevant to the power-generating module shall be agreed between the system operator and the power-generating facility owner, and agreement shall be reached before any changes are made;
- (c) the power-generating facility owner shall organise its protection and control devices in accordance with the following priority ranking (from highest to lowest):
- (i) network and power-generating module protection;
 - (ii) synthetic inertia, if applicable;
 - (iii) frequency control (active power adjustment);
 - (iv) power restriction; and
 - (v) power gradient constraint;
- (d) with regard to information exchange:
- (i) power-generating facilities shall be capable of exchanging information with the relevant system operator or the relevant TSO in real time or periodically with time stamping, as specified by the relevant system operator or the relevant TSO;
 - (ii) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the content of information exchanges including a precise list of data to be provided by the power-generating facility.

Article 15

General requirements for type C power-generating modules

1. Type C power-generating modules shall fulfil the requirements laid down in Articles 13 and 14, except for Article 13(2)(b) and (6) and Article 14(2).
2. Type C power-generating modules shall fulfil the following requirements relating to frequency stability:
 - (a) with regard to active power controllability and control range, the power-generating module control system shall be capable of adjusting an active power setpoint in line with instructions given to the power-generating facility owner by the relevant system operator or the relevant TSO.

The relevant system operator or the relevant TSO shall establish the period within which the adjusted active power setpoint must be reached. The relevant TSO shall specify a tolerance (subject to the availability of the prime mover resource) applying to the new setpoint and the time within which it must be reached;

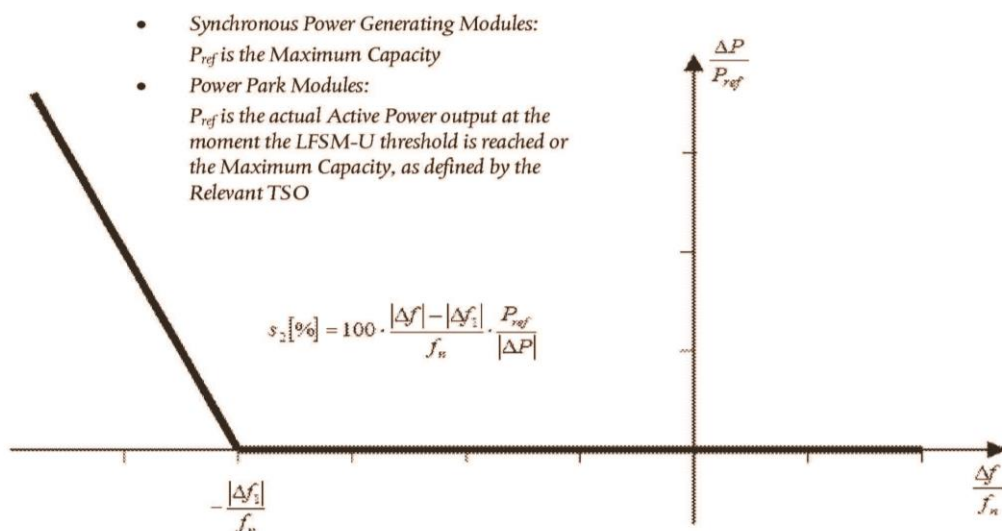
- (b) manual local measures shall be allowed in cases where the automatic remote control devices are out of service.

The relevant system operator or the relevant TSO shall notify the regulatory authority of the time required to reach the setpoint together with the tolerance for the active power;

- (c) In addition to Article 13(2), the following requirements shall apply to type C power-generating modules with regard to limited frequency sensitive mode — underfrequency (LFSM-U):
- (i) the power-generating module shall be capable of activating the provision of active power frequency response at a frequency threshold and with a droop specified by the relevant TSO in coordination with the TSOs of the same synchronous area as follows:
 - the frequency threshold specified by the TSO shall be between 49,8 Hz and 49,5 Hz inclusive,
 - the droop settings specified by the TSO shall be in the range 2-12 %.
 This is represented graphically in Figure 4;
 - (ii) the actual delivery of active power frequency response in LFSM-U mode shall take into account:
 - ambient conditions when the response is to be triggered,
 - the operating conditions of the power-generating module, in particular limitations on operation near maximum capacity at low frequencies and the respective impact of ambient conditions according to paragraphs 4 and 5 of Article 13, and
 - the availability of the primary energy sources.
 - (iii) the activation of active power frequency response by the power-generating module shall not be unduly delayed. In the event of any delay greater than two seconds, the power-generating facility owner shall justify it to the relevant TSO;
 - (iv) in LFSM-U mode the power-generating module shall be capable of providing a power increase up to its maximum capacity;
 - (v) stable operation of the power-generating module during LFSM-U operation shall be ensured;

Figure 4

Active power frequency response capability of power-generating modules in LFSM-U



P_{ref} is the reference active power to which ΔP is related and may be specified differently for synchronous power-generating modules and power park modules. ΔP is the change in active power output from the power-generating module. f_n is the nominal frequency (50 Hz) in the network and Δf is the frequency deviation in the network. At underfrequencies where Δf is below Δf_1 the power-generating module has to provide a positive active power output change according to the droop S_2 .

- (d) in addition to point (c) of paragraph 2, the following shall apply cumulatively when frequency sensitive mode ('FSM') is operating:
- (i) the power-generating module shall be capable of providing active power frequency response in accordance with the parameters specified by each relevant TSO within the ranges shown in Table 4. In specifying those parameters, the relevant TSO shall take account of the following facts:
- in case of overfrequency, the active power frequency response is limited by the minimum regulating level,
 - in case of underfrequency, the active power frequency response is limited by maximum capacity,
 - the actual delivery of active power frequency response depends on the operating and ambient conditions of the power-generating module when this response is triggered, in particular limitations on operation near maximum capacity at low frequencies according to paragraphs 4 and 5 of Article 13 and available primary energy sources;

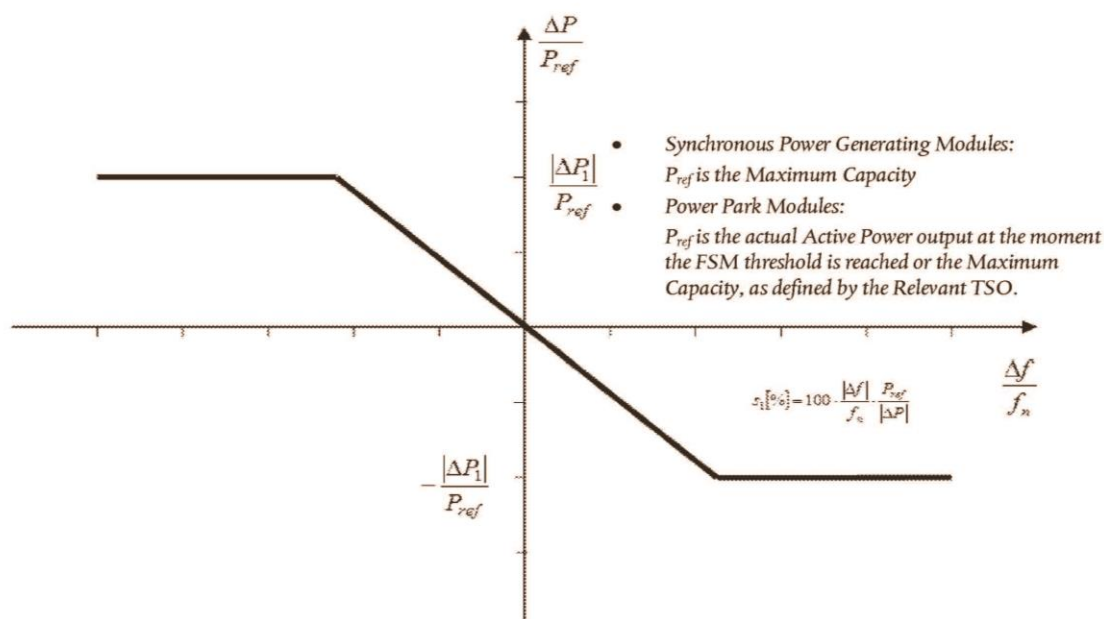
Table 4

Parameters for active power frequency response in FSM (explanation for Figure 5)

Parameters		Ranges
Active power range related to maximum capacity $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1,5-10 %
Frequency response insensitivity	$ \Delta f_i $	10-30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02-0,06 %
Frequency response deadband		0-500 mHz
Droop s_1		2-12 %

Figure 5

Active power frequency response capability of power-generating modules in FSM illustrating the case of zero deadband and insensitivity



P_{ref} is the reference active power to which ΔP is related. ΔP is the change in active power output from the power-generating module. f_n is the nominal frequency (50 Hz) in the network and Δf is the frequency deviation in the network.

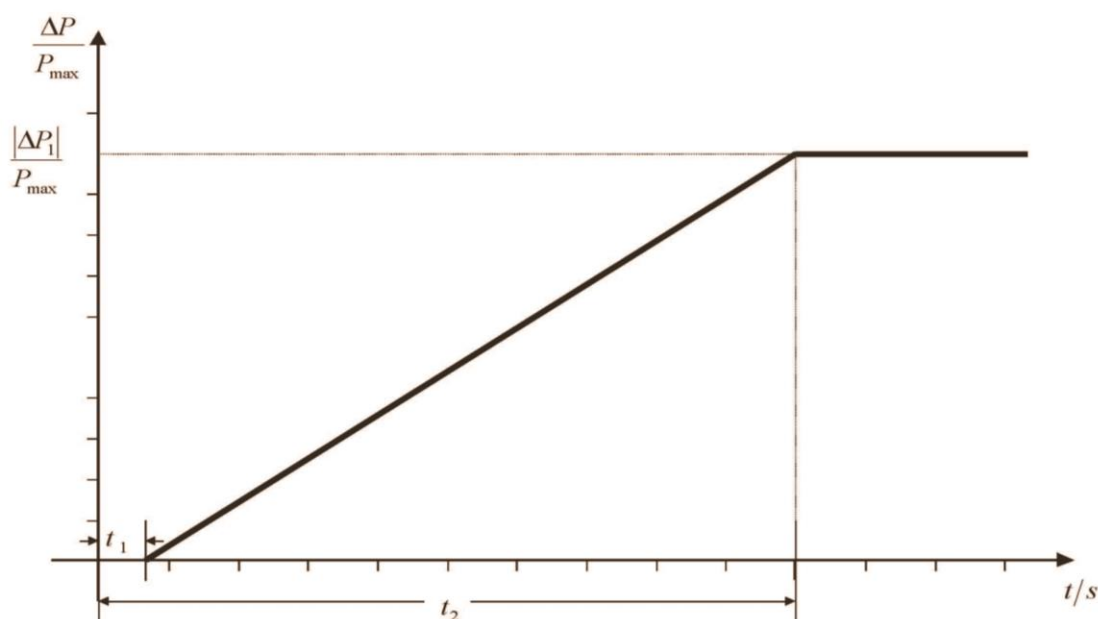
- (ii) the frequency response deadband of frequency deviation and droop must be able to be reselected repeatedly;
- (iii) in the event of a frequency step change, the power-generating module shall be capable of activating full active power frequency response, at or above the full line shown in Figure 6 in accordance with the parameters specified by each TSO (which shall aim at avoiding active power oscillations for the power-generating module) within the ranges given in Table 5. The combination of choice of the parameters specified by the TSO shall take possible technology-dependent limitations into account;
- (iv) the initial activation of active power frequency response required shall not be unduly delayed.

If the delay in initial activation of active power frequency response is greater than two seconds, the power-generating facility owner shall provide technical evidence demonstrating why a longer time is needed.

For power-generating modules without inertia, the relevant TSO may specify a shorter time than two seconds. If the power-generating facility owner cannot meet this requirement they shall provide technical evidence demonstrating why a longer time is needed for the initial activation of active power frequency response;

Figure 6

Active power frequency response capability



P_{max} is the maximum capacity to which ΔP relates. ΔP is the change in active power output from the power-generating module. The power-generating module has to provide active power output ΔP up to the point ΔP_1 in accordance with the times t_1 and t_2 with the values of ΔP_1 , t_1 and t_2 being specified by the relevant TSO according to Table 5. t_1 is the initial delay. t_2 is the time for full activation.

- (v) the power-generating module shall be capable of providing full active power frequency response for a period of between 15 and 30 minutes as specified by the relevant TSO. In specifying the period, the TSO shall have regard to active power headroom and primary energy source of the power-generating module;
- (vi) within the time limits laid down in point (v) of paragraph 2(d), active power control must not have any adverse impact on the active power frequency response of power-generating modules;



- (vii) the parameters specified by the relevant TSO in accordance with points (i), (ii), (iii) and (v) shall be notified to the relevant regulatory authority. The modalities of that notification shall be specified in accordance with the applicable national regulatory framework;

Table 5

Parameters for full activation of active power frequency response resulting from frequency step change (explanation for Figure 6)

Parameters	Ranges or values
Active power range related to maximum capacity (frequency response range) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1,5-10 %
For power-generating modules with inertia, the maximum admissible initial delay t_1 unless justified otherwise in line with Article 15(2)(d)(iv)	2 seconds
For power-generating modules without inertia, the maximum admissible initial delay t_1 unless justified otherwise in line with Article 15(2)(d)(iv)	as specified by the relevant TSO.
Maximum admissible choice of full activation time t_r , unless longer activation times are allowed by the relevant TSO for reasons of system stability	30 seconds

- (e) with regard to frequency restoration control, the power-generating module shall provide functionalities complying with specifications specified by the relevant TSO, aiming at restoring frequency to its nominal value or maintaining power exchange flows between control areas at their scheduled values;
- (f) with regard to disconnection due to underfrequency, power-generating facilities capable of acting as a load, including hydro pump-storage power-generating facilities, shall be capable of disconnecting their load in case of underfrequency. The requirement referred to in this point does not extend to auxiliary supply;
- (g) with regard to real-time monitoring of FSM:
- (i) to monitor the operation of active power frequency response, the communication interface shall be equipped to transfer in real time and in a secured manner from the power-generating facility to the network control centre of the relevant system operator or the relevant TSO, at the request of the relevant system operator or the relevant TSO, at least the following signals:
 - status signal of FSM (on/off),
 - scheduled active power output,
 - actual value of the active power output,
 - actual parameter settings for active power frequency response,
 - droop and deadband;
 - (ii) the relevant system operator and the relevant TSO shall specify additional signals to be provided by the power-generating facility by monitoring and recording devices in order to verify the performance of the active power frequency response provision of participating power-generating modules.

3. With regard to voltage stability, type C power-generating modules shall be capable of automatic disconnection when voltage at the connection point reaches levels specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.

The terms and settings for actual automatic disconnection of power-generating modules shall be specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.



4. Type C power-generating modules shall fulfil the following requirements relating to robustness:
 - (a) in the event of power oscillations, power-generating modules shall retain steady-state stability when operating at any operating point of the P-Q-capability diagram;
 - (b) without prejudice to paragraph 4 and 5 of Article 13, power-generating modules shall be capable of remaining connected to the network and operating without power reduction, as long as voltage and frequency remain within the specified limits pursuant to this Regulation;
 - (c) power-generating modules shall be capable of remaining connected to the network during single-phase or three-phase auto-reclosures on meshed network lines, if applicable to the network to which they are connected. The details of that capability shall be subject to coordination and agreements on protection schemes and settings as referred to in point (b) of Article 14(5).
5. Type C power-generating modules shall fulfil the following requirements relating to system restoration:
 - (a) with regard to black start capability:
 - (i) black start capability is not mandatory without prejudice to the Member State's rights to introduce obligatory rules in order to ensure system security;
 - (ii) power-generating facility owners shall, at the request of the relevant TSO, provide a quotation for providing black start capability. The relevant TSO may make such a request if it considers system security to be at risk due to a lack of black start capability in its control area;
 - (iii) a power-generating module with black start capability shall be capable of starting from shutdown without any external electrical energy supply within a time frame specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;
 - (iv) a power-generating module with black start capability shall be able to synchronise within the frequency limits laid down in point (a) of Article 13(1) and, where applicable, voltage limits specified by the relevant system operator or in Article 16(2);
 - (v) a power-generating module with black start capability shall be capable of automatically regulating dips in voltage caused by connection of demand;
 - (vi) a power-generating module with black start capability shall:
 - be capable of regulating load connections in block load,
 - be capable of operating in LFSM-O and LFSM-U, as specified in point (c) of paragraph 2 and Article 13(2),
 - control frequency in case of overfrequency and underfrequency within the whole active power output range between minimum regulating level and maximum capacity as well as at houseload level,
 - be capable of parallel operation of a few power-generating modules within one island, and
 - control voltage automatically during the system restoration phase;
 - (b) with regard to the capability to take part in island operation:
 - (i) power-generating modules shall be capable of taking part in island operation if required by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO and:
 - the frequency limits for island operation shall be those established in accordance with point (a) of Article 13(1),
 - the voltage limits for island operation shall be those established in accordance with Article 15(3) or Article 16(2), where applicable;
 - (ii) power-generating modules shall be able to operate in FSM during island operation, as specified in point (d) of paragraph 2.

In the event of a power surplus, power-generating modules shall be capable of reducing the active power output from a previous operating point to any new operating point within the P-Q-capability diagram. In that regard, the power-generating module shall be capable of reducing active power output as much as inherently technically feasible, but to at least 55 % of its maximum capacity;



- (iii) the method for detecting a change from interconnected system operation to island operation shall be agreed between the power-generating facility owner and the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The agreed method of detection must not rely solely on the system operator's switchgear position signals;
 - (iv) power-generating modules shall be able to operate in LFSM-O and LFSM-U during island operation, as specified in point (c) of paragraph 2 and Article 13(2);
- (c) with regard to quick re-synchronisation capability:
- (i) in case of disconnection of the power-generating module from the network, the power-generating module shall be capable of quick re-synchronisation in line with the protection strategy agreed between the relevant system operator in coordination with the relevant TSO and the power-generating facility;
 - (ii) a power-generating module with a minimum re-synchronisation time greater than 15 minutes after its disconnection from any external power supply must be designed to trip to houseload from any operating point in its P-Q-capability diagram. In this case, the identification of houseload operation must not be based solely on the system operator's switchgear position signals;
 - (iii) power-generating modules shall be capable of continuing operation following tripping to houseload, irrespective of any auxiliary connection to the external network. The minimum operation time shall be specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO, taking into consideration the specific characteristics of prime mover technology.
6. Type C power-generating modules shall fulfil the following general system management requirements:
- (a) with regard to loss of angular stability or loss of control, a power-generating module shall be capable of disconnecting automatically from the network in order to help preserve system security or to prevent damage to the power-generating module. The power-generating facility owner and the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall agree on the criteria for detecting loss of angular stability or loss of control;
- (b) with regard to instrumentation:
- (i) power-generating facilities shall be equipped with a facility to provide fault recording and monitoring of dynamic system behaviour. This facility shall record the following parameters:
 - voltage,
 - active power,
 - reactive power, and
 - frequency.

The relevant system operator shall have the right to specify quality of supply parameters to be complied with on condition that reasonable prior notice is given;
 - (ii) the settings of the fault recording equipment, including triggering criteria and the sampling rates shall be agreed between the power-generating facility owner and the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;
 - (iii) the dynamic system behaviour monitoring shall include an oscillation trigger specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO, with the purpose of detecting poorly damped power oscillations;
 - (iv) the facilities for quality of supply and dynamic system behaviour monitoring shall include arrangements for the power-generating facility owner, and the relevant system operator and the relevant TSO to access the information. The communications protocols for recorded data shall be agreed between the power-generating facility owner, the relevant system operator and the relevant TSO;



(c) with regard to the simulation models:

- (i) at the request of the relevant system operator or the relevant TSO, the power-generating facility owner shall provide simulation models which properly reflect the behaviour of the power-generating module in both steady-state and dynamic simulations (50 Hz component) or in electromagnetic transient simulations.

The power-generating facility owner shall ensure that the models provided have been verified against the results of compliance tests referred to in Chapters 2, 3 and 4 of Title IV, and shall notify the results of the verification to the relevant system operator or relevant TSO. Member States may require that such verification be carried out by an authorised certifier;

- (ii) the models provided by the power-generating facility owner shall contain the following sub-models, depending on the existence of the individual components:

- alternator and prime mover,
- speed and power control,
- voltage control, including, if applicable, power system stabiliser ('PSS') function and excitation control system,
- power-generating module protection models, as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner, and
- converter models for power park modules;

- (iii) the request by the relevant system operator referred to in point (i) shall be coordinated with the relevant TSO. It shall include:

- the format in which models are to be provided,
- the provision of documentation on a model's structure and block diagrams,
- an estimate of the minimum and maximum short circuit capacity at the connection point, expressed in MVA, as an equivalent of the network;

- (iv) the power-generating facility owner shall provide recordings of the power-generating module's performance to the relevant system operator or relevant TSO if requested. The relevant system operator or relevant TSO may make such a request, in order to compare the response of the models with those recordings;

- (d) with regard to the installation of devices for system operation and devices for system security, if the relevant system operator or the relevant TSO considers that it is necessary to install additional devices in a power-generating facility in order to preserve or restore system operation or security, the relevant system operator or relevant TSO and the power-generating facility owner shall investigate that matter and agree on an appropriate solution;

- (e) the relevant system operator shall specify, in coordination with the relevant TSO, minimum and maximum limits on rates of change of active power output (ramping limits) in both an up and down direction of change of active power output for a power-generating module, taking into consideration the specific characteristics of prime mover technology;

- (f) earthing arrangement of the neutral-point at the network side of step-up transformers shall comply with the specifications of the relevant system operator.

Article 16

General requirements for type D power-generating modules

1. In addition to fulfilling the requirements listed in Article 13, except for Article 13(2)(b), (6) and (7), Article 14, except for Article 14(2), and Article 15, except for Article 15(3), type D power-generating modules shall fulfil the requirements set out in this Article.



2. Type D power-generating modules shall fulfil the following requirements relating to voltage stability:
- (a) with regard to voltage ranges:
- (i) without prejudice to point (a) of Article 14(3) and point (a) of paragraph 3 below, a power-generating module shall be capable of staying connected to the network and operating within the ranges of the network voltage at the connection point, expressed by the voltage at the connection point related to the reference 1 pu voltage, and for the time periods specified in Tables 6.1 and 6.2;
 - (ii) the relevant TSO may specify shorter periods of time during which power-generating modules shall be capable of remaining connected to the network in the event of simultaneous overvoltage and underfrequency or simultaneous undervoltage and overfrequency;
 - (iii) notwithstanding the provisions of point (i), the relevant TSO in Spain may require power-generating modules to be capable of remaining connected to the network in the voltage range between 1,05 pu and 1,0875 pu for an unlimited period;
 - (iv) for the 400 kV grid voltage level (or alternatively commonly referred to as 380 kV level), the reference 1 pu value is 400 kV; for other grid voltage levels, the reference 1 pu voltage may differ for each system operator in the same synchronous area;
 - (v) notwithstanding the provisions of point (i), the relevant TSOs in the Baltic synchronous area may require power-generating modules to remain connected to the 400 kV network in the voltage range limits and for the time periods that apply in the Continental Europe synchronous area;

Table 6.1

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
Baltic	0,85 pu-0,90 pu	30 minutes
	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	20 minutes

The table shows the minimum time periods during which a power-generating module must be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network, where the voltage base for pu values is from 110 kV to 300 kV.



Table 6.2

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	To be specified by each TSO, but not more than 60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	15 minutes
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
Baltic	0,88 pu-0,90 pu	20 minutes
	0,90 pu-1,097 pu	Unlimited
	1,097 pu-1,15 pu	20 minutes

The table shows the minimum time periods during which a power-generating module must be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 300 kV to 400 kV.

- (b) wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation may be agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner in coordination with the relevant TSO. If wider voltage ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the power-generating facility owner shall not unreasonably withhold an agreement;
 - (c) without prejudice to point (a), the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall have the right to specify voltages at the connection point at which a power-generating module is capable of automatic disconnection. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner.
3. Type D power-generating modules shall fulfil the following requirements in relation to robustness:
- (a) with regard to fault-ride-through capability:
 - (i) power-generating modules shall be capable of staying connected to the network and continuing to operate stably after the power system has been disturbed by secured faults. That capability shall be in accordance with a voltage-against-time profile at the connection point for fault conditions specified by the relevant TSO.

The voltage-against-time-profile shall express a lower limit of the actual course of the phase-to-phase voltages on the network voltage level at the connection point during a symmetrical fault, as a function of time before, during and after the fault.

That lower limit shall be specified by the relevant TSO, using the parameters set out in Figure 3 and within the ranges set out in Tables 7.1 and 7.2 for type D power-generating modules connected at or above the 110 kV level.

That lower limit shall also be specified by the relevant TSO, using parameters set out in Figure 3 and within the ranges set out in Tables 3.1 and 3.2 for type D power-generating modules connected below the 110 kV level;

- (ii) each TSO shall specify the pre-fault and post-fault conditions for the fault-ride-through capability referred to in point (iv) of Article 14(3)(a). The specified pre-fault and post-fault conditions for the fault-ride-through capability shall be made publicly available;

Table 7.1

Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of synchronous power-generating modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,15 (or 0,14-0,25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear}	0,25	t_{rec1}	t_{clear} -0,45
U_{rec1}	0,5-0,7	t_{rec2}	t_{rec1} -0,7
U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec3}	t_{rec2} -1,5

Table 7.2

Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of power park modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,15 (or 0,14-0,25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

- (b) at the request of a power-generating facility owner, the relevant system operator shall provide the pre-fault and post-fault conditions to be considered for fault-ride-through capability as an outcome of the calculations at the connection point as specified in point (iv) of Article 14(3)(a) regarding:
- (i) pre-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA;
 - (ii) pre-fault operating point of the power-generating module expressed as active power output and reactive power output at the connection point and voltage at the connection point; and
 - (iii) post-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA;
- (c) fault-ride-through capabilities in case of asymmetrical faults shall be specified by each TSO.
4. Type D power-generating modules shall fulfil the following general system management requirements:
- (a) with regard to synchronisation, when starting a power-generating module, synchronisation shall be performed by the power-generating facility owner only after authorisation by the relevant system operator;
 - (b) the power-generating module shall be equipped with the necessary synchronisation facilities;



- (c) synchronisation of power-generating modules shall be possible at frequencies within the ranges set out in Table 2;
- (d) the relevant system operator and the power-generating facility owner shall agree on the settings of synchronisation devices to be concluded prior to operation of the power-generating module. This agreement shall cover:
 - (i) voltage;
 - (ii) frequency;
 - (iii) phase angle range;
 - (iv) phase sequence;
 - (v) deviation of voltage and frequency.

CHAPTER 2

Requirements for synchronous power-generating modules

Article 17

Requirements for type B synchronous power-generating modules

1. Type B synchronous power-generating modules shall fulfil the requirements listed in Articles 13, except for Article 13(2)(b), and 14.
2. Type B synchronous power-generating modules shall fulfil the following additional requirements relating to voltage stability:
 - (a) with regard to reactive power capability, the relevant system operator shall have the right to specify the capability of a synchronous power-generating module to provide reactive power;
 - (b) with regard to the voltage control system, a synchronous power-generating module shall be equipped with a permanent automatic excitation control system that can provide constant alternator terminal voltage at a selectable setpoint without instability over the entire operating range of the synchronous power-generating module.
3. With regard to robustness, type B synchronous power-generating modules shall be capable of providing post-fault active power recovery. The relevant TSO shall specify the magnitude and time for active power recovery.

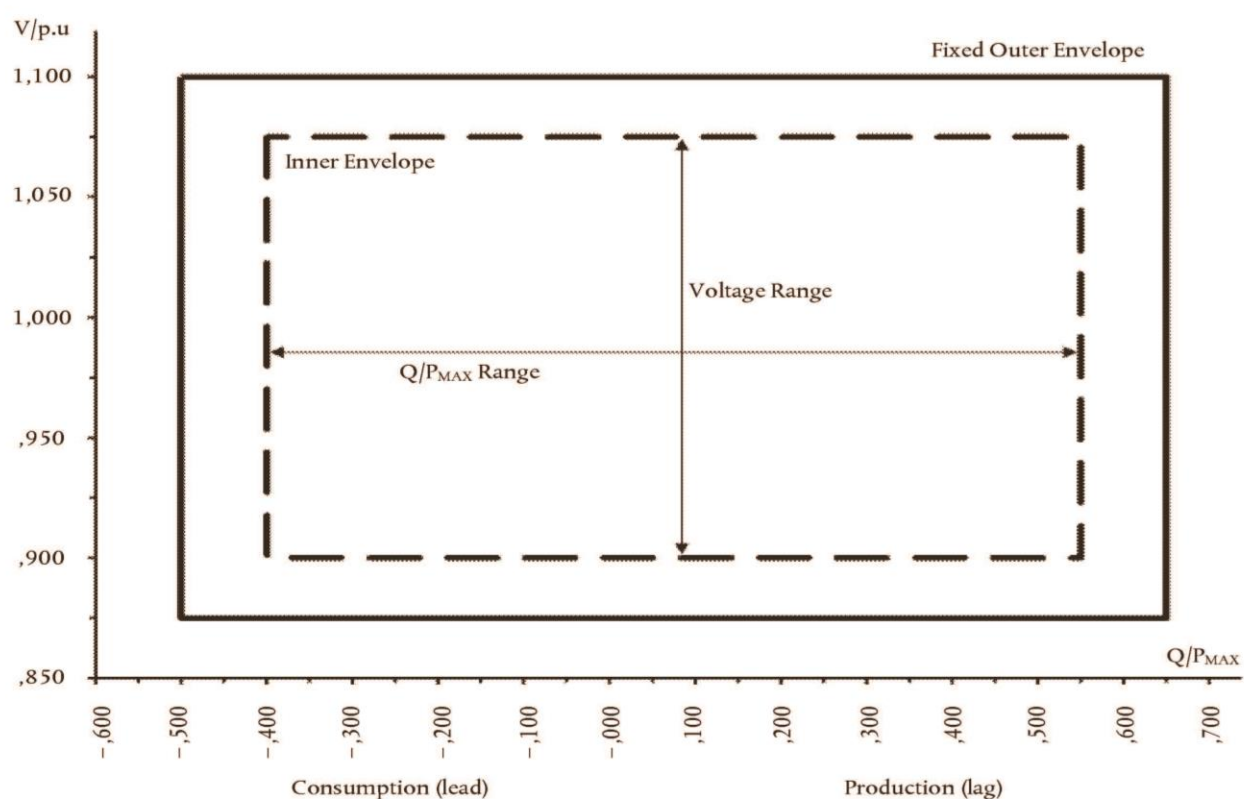
Article 18

Requirements for type C synchronous power-generating modules

1. Type C synchronous power-generating modules shall fulfil the requirements laid down in Articles 13, 14, 15 and 17, except for Article 13(2)(b) and 13(6), Article 14(2) and Article 17(2)(a).
2. Type C synchronous power-generating modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:
 - (a) with regard to reactive power capability, the relevant system operator may specify supplementary reactive power to be provided if the connection point of a synchronous power-generating module is neither located at the high-voltage terminals of the step-up transformer to the voltage level of the connection point nor at the alternator terminals, if no step-up transformer exists. This supplementary reactive power shall compensate the reactive power demand of the high-voltage line or cable between the high-voltage terminals of the step-up transformer of the synchronous power-generating module or its alternator terminals, if no step-up transformer exists, and the connection point and shall be provided by the responsible owner of that line or cable;
 - (b) with regard to reactive power capability at maximum capacity:
 - (i) the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements in the context of varying voltage. For that purpose the relevant system operator shall specify a $U-Q/P_{max}$ -profile within the boundaries of which the synchronous power-generating module shall be capable of providing reactive power at its maximum capacity. The specified $U-Q/P_{max}$ profile may take any shape, having regard to the potential costs of delivering the capability to provide reactive power production at high voltages and reactive power consumption at low voltages;

- (ii) the $U-Q/P_{\max}$ -profile shall be specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO, in conformity with the following principles:
- the $U-Q/P_{\max}$ -profile shall not exceed the $U-Q/P_{\max}$ -profile envelope, represented by the inner envelope in Figure 7,
 - the dimensions of the $U-Q/P_{\max}$ -profile envelope ($Q/P_{\max}$ range and voltage range) shall be within the range specified for each synchronous area in Table 8, and
 - the position of the $U-Q/P_{\max}$ -profile envelope shall be within the limits of the fixed outer envelope in Figure 7;

Figure 7

U- $Q/P_{\max}$ -profile of a synchronous power-generating module

The diagram represents boundaries of a $U-Q/P_{\max}$ -profile by the voltage at the connection point, expressed by the ratio of its actual value and the reference 1 pu value, against the ratio of the reactive power (Q) and the maximum capacity ($P_{\max}$). The position, size and shape of the inner envelope are indicative.

Table 8

Parameters for the inner envelope in Figure 7

Synchronous area	Maximum range of $Q/P_{\max}$	Maximum range of steady-state voltage level in PU
Continental Europe	0,95	0,225
Nordic	0,95	0,150



Synchronous area	Maximum range of Q/P_{max}	Maximum range of steady-state voltage level in PU
Great Britain	0,95	0,225
Ireland and Northern Ireland	1,08	0,218
Baltic	1,0	0,220

- (iii) the reactive power provision capability requirement applies at the connection point. For profile shapes other than rectangular, the voltage range represents the highest and lowest values. The full reactive power range is therefore not expected to be available across the range of steady-state voltages;
- (iv) the synchronous power-generating module shall be capable of moving to any operating point within its $U-Q/P_{max}$ profile in appropriate timescales to target values requested by the relevant system operator;
- (c) with regard to reactive power capability below maximum capacity, when operating at an active power output below the maximum capacity ($P < P_{max}$), the synchronous power-generating modules shall be capable of operating at every possible operating point in the P-Q-capability diagram of the alternator of that synchronous power-generating module, at least down to minimum stable operating level. Even at reduced active power output, reactive power supply at the connection point shall correspond fully to the P-Q-capability diagram of the alternator of that synchronous power-generating module, taking the auxiliary supply power and the active and reactive power losses of the step-up transformer, if applicable, into account.

Article 19

Requirements for type D synchronous power-generating modules

1. Type D synchronous power-generating modules shall fulfil the requirements laid down in Article 13, except for Article 13(2)(b), (6) and (7), Article 14 except for Article 14(2), Article 15, except for Article 15(3), Article 16, Article 17, except for Article 17(2) and Article 18.
2. Type D synchronous power-generating modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:
 - (a) the parameters and settings of the components of the voltage control system shall be agreed between the power-generating facility owner and the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO;
 - (b) the agreement referred to in subparagraph (a) shall cover the specifications and performance of an automatic voltage regulator ('AVR') with regard to steady-state voltage and transient voltage control and the specifications and performance of the excitation control system. The latter shall include:
 - (i) bandwidth limitation of the output signal to ensure that the highest frequency of response cannot excite torsional oscillations on other power-generating modules connected to the network;
 - (ii) an underexcitation limiter to prevent the AVR from reducing the alternator excitation to a level which would endanger synchronous stability;
 - (iii) an overexcitation limiter to ensure that the alternator excitation is not limited to less than the maximum value that can be achieved whilst ensuring that the synchronous power-generating module is operating within its design limits;
 - (iv) a stator current limiter; and
 - (v) a PSS function to attenuate power oscillations, if the synchronous power-generating module size is above a value of maximum capacity specified by the relevant TSO.



3. The relevant TSO and the power-generating facility owner shall enter into an agreement regarding technical capabilities of the power-generating module to aid angular stability under fault conditions.

CHAPTER 3

Requirements for power park modules

Article 20

Requirements for type B power park modules

1. Type B power park modules shall fulfil the requirements laid down in Articles 13, except for Article 13(2)(b), and Article 14.
2. Type B power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:
 - (a) with regard to reactive power capability, the relevant system operator shall have the right to specify the capability of a power park module to provide reactive power;
 - (b) the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall have the right to specify that a power park module be capable of providing fast fault current at the connection point in case of symmetrical (3-phase) faults, under the following conditions:
 - (i) the power park module shall be capable of activating the supply of fast fault current either by:
 - ensuring the supply of the fast fault current at the connection point, or
 - measuring voltage deviations at the terminals of the individual units of the power park module and providing a fast fault current at the terminals of these units;
 - (ii) the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify:
 - how and when a voltage deviation is to be determined as well as the end of the voltage deviation,
 - the characteristics of the fast fault current, including the time domain for measuring the voltage deviation and fast fault current, for which current and voltage may be measured differently from the method specified in Article 2,
 - the timing and accuracy of the fast fault current, which may include several stages during a fault and after its clearance;
 - (c) with regard to the supply of fast fault current in case of asymmetrical (1-phase or 2-phase) faults, the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall have the right to specify a requirement for asymmetrical current injection.
3. Type B power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to robustness:
 - (a) the relevant TSO shall specify the post-fault active power recovery that the power park module is capable of providing and shall specify:
 - (i) when the post-fault active power recovery begins, based on a voltage criterion;
 - (ii) a maximum allowed time for active power recovery; and
 - (iii) a magnitude and accuracy for active power recovery;



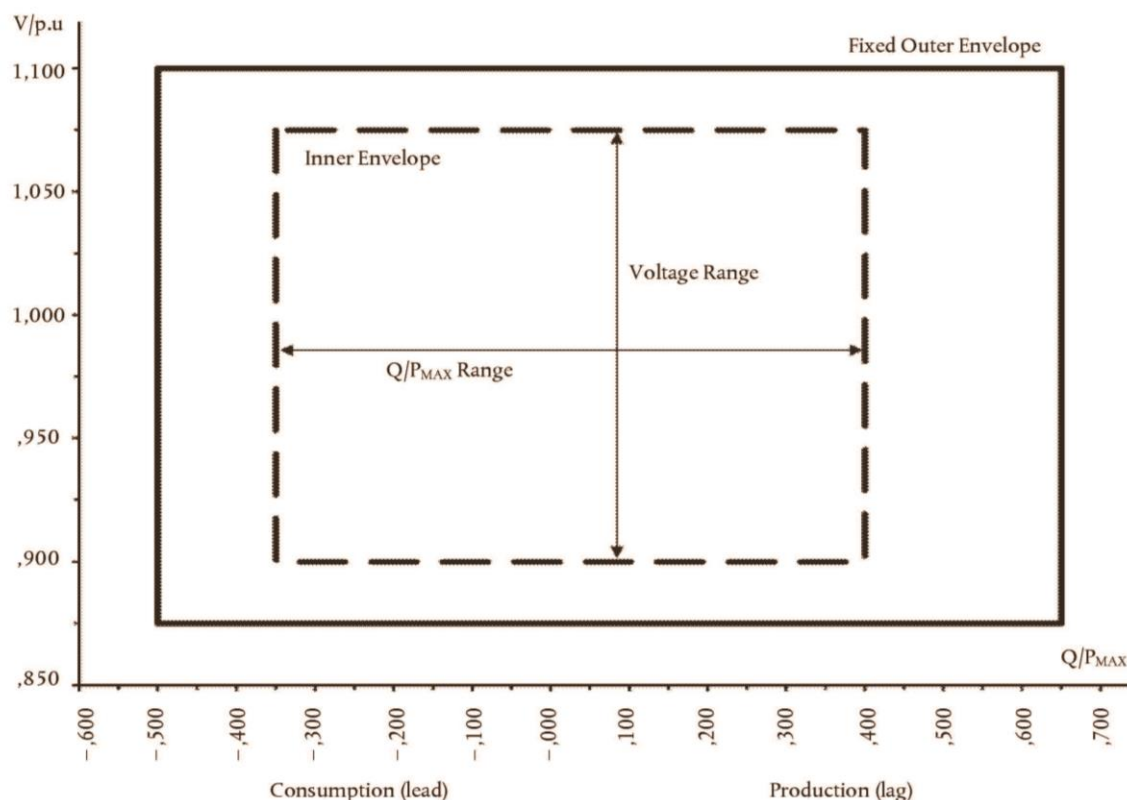
- (b) the specifications shall be in accordance with the following principles:
 - (i) interdependency between fast fault current requirements according to points (b) and (c) of paragraph 2 and active power recovery;
 - (ii) dependence between active power recovery times and duration of voltage deviations;
 - (iii) a specified limit of the maximum allowed time for active power recovery;
 - (iv) adequacy between the level of voltage recovery and the minimum magnitude for active power recovery; and
 - (v) adequate damping of active power oscillations.

Article 21

Requirements for type C power park modules

1. Type C power park modules shall fulfil the requirements listed in Articles 13, except for Article 13(2)(b) and (6), Article 14, except for Article 14(2), Article 15 and Article 20, except for Article 20(2)(a), unless referred to otherwise in point (v) of paragraph 3(d).
2. Type C power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to frequency stability:
 - (a) the relevant TSO shall have the right to specify that power park modules be capable of providing synthetic inertia during very fast frequency deviations;
 - (b) the operating principle of control systems installed to provide synthetic inertia and the associated performance parameters shall be specified by the relevant TSO.
3. Type C power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:
 - (a) with regard to reactive power capability, the relevant system operator may specify supplementary reactive power to be provided if the connection point of a power park module is neither located at the high-voltage terminals of the step-up transformer to the voltage level of the connection point nor at the convertor terminals, if no step-up transformer exists. This supplementary reactive power shall compensate the reactive power demand of the high-voltage line or cable between the high-voltage terminals of the step-up transformer of the power park module or its convertor terminals, if no step-up transformer exists, and the connection point and shall be provided by the responsible owner of that line or cable.
 - (b) with regard to reactive power capability at maximum capacity:
 - (i) the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements in the context of varying voltage. To that end, it shall specify a $U-Q/P_{max}$ -profile that may take any shape within the boundaries of which the power park module shall be capable of providing reactive power at its maximum capacity;
 - (ii) the $U-Q/P_{max}$ -profile shall be specified by each relevant system operator in coordination with the relevant TSO in conformity with the following principles:
 - the $U-Q/P_{max}$ -profile shall not exceed the $U-Q/P_{max}$ -profile envelope, represented by the inner envelope in Figure 8,
 - the dimensions of the $U-Q/P_{max}$ -profile envelope (Q/P_{max} range and voltage range) shall be within the values specified for each synchronous area in Table 9,
 - the position of the $U-Q/P_{max}$ -profile envelope shall be within the limits of the fixed outer envelope set out in Figure 8, and
 - the specified $U-Q/P_{max}$ profile may take any shape, having regard to the potential costs of delivering the capability to provide reactive power production at high voltages and reactive power consumption at low voltages;

Figure 8

U-Q/P_{max}-profile of a power park module

The diagram represents boundaries of a U-Q/P_{max}-profile by the voltage at the connection point, expressed by the ratio of its actual value and its reference 1 pu value, against the ratio of the reactive power (Q) and the maximum capacity (P_{max}). The position, size and shape of the inner envelope are indicative.

Table 9

Parameters for the inner envelope in Figure 8

Synchronous area	Maximum range of Q/P _{max}	Maximum range of steady-state voltage level in PU
Continental Europe	0,75	0,225
Nordic	0,95	0,150
Great Britain	0,66	0,225
Ireland and Northern Ireland	0,66	0,218
Baltic	0,80	0,220

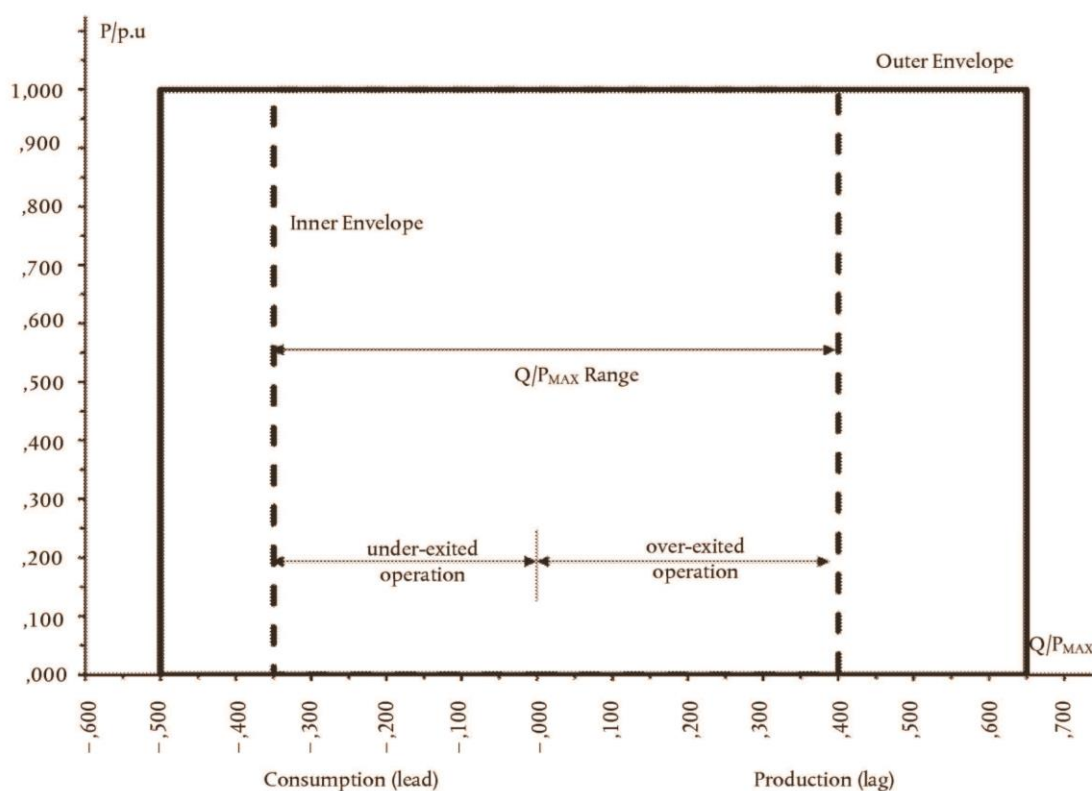
- (iii) the reactive power provision capability requirement applies at the connection point. For profile shapes other than rectangular, the voltage range represents the highest and lowest values. The full reactive power range is therefore not expected to be available across the range of steady-state voltages;

(c) with regard to reactive power capability below maximum capacity:

- (i) the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements and shall specify a P - $Q/P_{\max}$ -profile that may take any shape within the boundaries of which the power park module shall be capable of providing reactive power below maximum capacity;
- (ii) the P - $Q/P_{\max}$ -profile shall be specified by each relevant system operator in coordination with the relevant TSO, in conformity with the following principles:
 - the P - $Q/P_{\max}$ -profile shall not exceed the P - $Q/P_{\max}$ -profile envelope, represented by the inner envelope in Figure 9,
 - the $Q/P_{\max}$ range of the P - $Q/P_{\max}$ -profile envelope is specified for each synchronous area in Table 9,
 - the active power range of the P - $Q/P_{\max}$ -profile envelope at zero reactive power shall be 1 pu,
 - the P - $Q/P_{\max}$ -profile can be of any shape and shall include conditions for reactive power capability at zero active power, and
 - the position of the P - $Q/P_{\max}$ -profile envelope shall be within the limits of the fixed outer envelope set out in Figure 9;
- (iii) when operating at an active power output below maximum capacity ($P < P_{\max}$), the power park module shall be capable of providing reactive power at any operating point inside its P - $Q/P_{\max}$ -profile, if all units of that power park module which generate power are technically available that is to say they are not out of service due to maintenance or failure, otherwise there may be less reactive power capability, taking into consideration the technical availabilities;

Figure 9

P - $Q/P_{\max}$ -profile of a power park module





The diagram represents boundaries of a $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profile at the connection point by the active power, expressed by the ratio of its actual value and the maximum capacity pu, against the ratio of the reactive power (Q) and the maximum capacity ($P_{\max}$). The position, size and shape of the inner envelope are indicative.

- (iv) the power park module shall be capable of moving to any operating point within its $P\text{-}Q/P_{\max}$ profile in appropriate timescales to target values requested by the relevant system operator;
- (d) with regard to reactive power control modes:
 - (i) the power park module shall be capable of providing reactive power automatically by either voltage control mode, reactive power control mode or power factor control mode;
 - (ii) for the purposes of voltage control mode, the power park module shall be capable of contributing to voltage control at the connection point by provision of reactive power exchange with the network with a setpoint voltage covering 0,95 to 1,05 pu in steps no greater than 0,01 pu, with a slope having a range of at least 2 to 7 % in steps no greater than 0,5 %. The reactive power output shall be zero when the grid voltage value at the connection point equals the voltage setpoint;
 - (iii) the setpoint may be operated with or without a deadband selectable in a range from zero to ± 5 % of reference 1 pu network voltage in steps no greater than 0,5 %;
 - (iv) following a step change in voltage, the power park module shall be capable of achieving 90 % of the change in reactive power output within a time t_1 to be specified by the relevant system operator in the range of 1 to 5 seconds, and must settle at the value specified by the slope within a time t_2 to be specified by the relevant system operator in the range of 5 to 60 seconds, with a steady-state reactive tolerance no greater than 5 % of the maximum reactive power. The relevant system operator shall specify the time specifications;
 - (v) for the purpose of reactive power control mode, the power park module shall be capable of setting the reactive power setpoint anywhere in the reactive power range, specified by point (a) of Article 20(2) and by points (a) and (b) of Article 21(3), with setting steps no greater than 5 MVar or 5 % (whichever is smaller) of full reactive power, controlling the reactive power at the connection point to an accuracy within plus or minus 5 MVar or plus or minus 5 % (whichever is smaller) of the full reactive power;
 - (vi) for the purpose of power factor control mode, the power park module shall be capable of controlling the power factor at the connection point within the required reactive power range, specified by the relevant system operator according to point (a) of Article 20(2) or specified by points (a) and (b) of Article 21(3), with a target power factor in steps no greater than 0,01. The relevant system operator shall specify the target power factor value, its tolerance and the period of time to achieve the target power factor following a sudden change of active power output. The tolerance of the target power factor shall be expressed through the tolerance of its corresponding reactive power. This reactive power tolerance shall be expressed by either an absolute value or by a percentage of the maximum reactive power of the power park module;
 - (vii) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO and with the power park module owner, shall specify which of the above three reactive power control mode options and associated setpoints is to apply, and what further equipment is needed to make the adjustment of the relevant setpoint operable remotely;
- (e) with regard to prioritising active or reactive power contribution, the relevant TSO shall specify whether active power contribution or reactive power contribution has priority during faults for which fault-ride-through capability is required. If priority is given to active power contribution, this provision has to be established no later than 150 ms from the fault inception;
- (f) with regard to power oscillations damping control, if specified by the relevant TSO a power park module shall be capable of contributing to damping power oscillations. The voltage and reactive power control characteristics of power park modules must not adversely affect the damping of power oscillations.

Article 22

Requirements for type D power park modules

Type D power park modules shall fulfil the requirements listed in Articles 13, except for Article 13(2)(b), (6) and (7), Article 14, except for Article 14(2), Article 15, except for Article 15(3), Article 16, Article 20 except for Article 20(2)(a) and Article 21.



CHAPTER 4

Requirements for offshore power park modules

Article 23

General provisions

1. The requirements set out in this Chapter apply to the connection to the network of AC-connected power park modules located offshore. An AC-connected power park module located offshore which does not have an offshore connection point shall be considered as an onshore power park module and thus shall comply with the requirements governing power park modules situated onshore.
2. The offshore connection point of an AC-connected offshore power park module shall be specified by the relevant system operator.
3. AC-connected offshore power park modules within the scope of this Regulation shall be categorised in accordance with the following offshore grid connection system configurations:
 - (a) configuration 1: AC connection to a single onshore grid interconnection point whereby one or more offshore power park modules that are interconnected offshore to form an offshore AC system are connected to the onshore system;
 - (b) configuration 2: meshed AC connections whereby a number of offshore power park modules are interconnected offshore to form an offshore AC system and the offshore AC system is connected to the onshore system at two or more onshore grid interconnection points.

Article 24

Frequency stability requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

The frequency stability requirements laid down respectively in Article 13(1) to (5), except for Article 13(2)(b), Article 15(2) and Article 21(2) shall apply to any AC-connected offshore power park module.

Article 25

Voltage stability requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

1. Without prejudice to point (a) of Article 14(3) and point (a) of Article 16(3), an AC-connected offshore power park module shall be capable of staying connected to the network and operating within the ranges of the network voltage at the connection point, expressed by the voltage at the connection point related to reference 1 pu voltage, and for the time periods specified in Table 10.
2. Notwithstanding the provisions of paragraph 1, the relevant TSO in Spain may require AC-connected offshore power park modules to remain connected to the network in the voltage range between 1,05 pu and 1,0875 pu for an unlimited period.
3. Notwithstanding the provisions of paragraph 1, the relevant TSOs in the Baltic synchronous area may require AC-connected offshore power park modules to remain connected to the 400 kV network in the voltage range and for the time periods that apply to the Continental Europe synchronous area.



Table 10

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
	0,9 pu-1,118 pu (*)	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu (*)	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
	0,90 pu-1,05 pu (**)	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu (**)	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu (*)	60 minutes
	1,05 pu-1,10 pu (**)	To be specified by each TSO, but not more than 60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,10 pu (*)	Unlimited
	0,90 pu-1,05 pu (**)	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu (**)	15 minutes
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
Baltic	0,85 pu-0,90 pu (*)	30 minutes
	0,90 pu-1,118 pu (*)	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu (*)	20 minutes
	0,88 pu-0,90 pu (**)	20 minutes
	0,90 pu-1,097 pu (**)	Unlimited
	1,097 pu-1,15 pu (**)	20 minutes

(*) The voltage base for pu values is below 300 kV.

(**) The voltage base for pu values is from 300 kV to 400 kV.

The table shows the minimum period during which an AC-connected offshore power park module must be capable of operating over different voltage ranges deviating from the reference 1 pu value without disconnecting.

4. The voltage stability requirements specified respectively in points (b) and (c) of Article 20(2) as well as in Article 21(3) shall apply to any AC-connected offshore power park module.



5. The reactive power capability at maximum capacity specified in point (b) of Article 21(3) shall apply to AC-connected offshore power park modules, except for Table 9. Instead, the requirements of Table 11 shall apply.

Table 11

Parameters for Figure 8

Synchronous area	Maximum range of Q/P_{max}	Maximum range of steady-state voltage level in PU
Continental Europe	0,75	0,225
Nordic	0,95	0,150
Great Britain	0 (*) 0,33 (**)	0,225
Ireland and Northern Ireland	0,66	0,218
Baltic	0,8	0,22

(*) At the offshore connection point for configuration 1.

(**) At the offshore connection point for configuration 2.

Article 26

Robustness requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

1. The robustness requirements of power-generating modules laid down in Article 15(4) and Article 20(3) shall apply to AC-connected offshore power park modules.
2. The fault-ride-through capability requirements laid down in point (a) of Article 14(3) and point (a) of Article 16(3) shall apply to AC-connected offshore power park modules.

Article 27

System restoration requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

The system restoration requirements laid down respectively in Article 14(4) and Article 15(5) shall apply to AC-connected offshore power park modules.

Article 28

General system management requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

The general system management requirements laid down in Article 14(5), Article 15(6) and Article 16(4) shall apply to AC-connected offshore power park modules.

TITLE III

OPERATIONAL NOTIFICATION PROCEDURE FOR CONNECTION

CHAPTER I

Connection of new power-generating modules

Article 29

General provisions

1. The power-generating facility owner shall demonstrate to the relevant system operator that it has complied with the requirements set out in Title II of this Regulation by completing successfully the operational notification procedure for connection of each power-generating module described in Articles 30 to 37.



2. The relevant system operator shall clarify and make publicly available the details of the operational notification procedure.

Article 30

Operational notification of type A power-generating modules

1. The operational notification procedure for connection of each new type A power-generating module shall consist of submitting an installation document. The power-generating facility owner shall ensure that the required information is filled in on an installation document obtained from the relevant system operator and is submitted to the system operator. Separate installation documents shall be provided for each power-generating module within the power-generating facility.

The relevant system operator shall ensure that the required information can be submitted by third parties on behalf of the power-generating facility owner.

2. The relevant system operator shall specify the content of the installation document, which shall have at least the following information:

- (a) the location at which the connection is made;
- (b) the date of the connection;
- (c) the maximum capacity of the installation in kW;
- (d) the type of primary energy source;
- (e) the classification of the power-generating module as an emerging technology according to Title VI of this Regulation;
- (f) reference to equipment certificates issued by an authorised certifier used for equipment that is in the site installation;
- (g) as regards equipment used, for which an equipment certificate has not been received, information shall be provided as directed by the relevant system operator; and
- (h) the contact details of the power-generating facility owner and the installer and their signatures.

3. The power-generating facility owner shall ensure that the relevant system operator or the competent authority of the Member State is notified about the permanent decommissioning of a power-generating module in accordance with national legislation.

The relevant system operator shall ensure that such notification can be made by third parties, including aggregators.

Article 31

Operational notification of type B, C and D power-generating modules

The operational notification procedure for connection of each new type B, C and D power-generating module shall allow the use of equipment certificates issued by an authorised certifier.

Article 32

Procedure for type B and C power-generating modules

1. For the purpose of operational notification for connection of each new type B and C power-generating module, a power-generating module document ('PGMD') shall be provided by the power-generating facility owner to the relevant system operator and shall include a statement of compliance.

For each power-generating module within the power-generating facility, separate independent PGMDs shall be provided.

2. The format of the PGMD and the information to be given therein shall be specified by the relevant system operator. The relevant system operator shall have the right to request that the power-generating facility owner include the following in the PGMD:

- (a) evidence of an agreement on the protection and control settings relevant to the connection point between the relevant system operator and the power-generating facility owner;
- (b) itemised statement of compliance;



- (c) detailed technical data of the power-generating module with relevance to the grid connection as specified by the relevant system operator;
 - (d) equipment certificates issued by an authorised certifier in respect of power-generating modules, where these are relied upon as part of the evidence of compliance;
 - (e) for Type C power-generating modules, simulation models pursuant to point (c) of Article 15(6);
 - (f) compliance test reports demonstrating steady-state and dynamic performance as required by Chapters 2, 3 and 4 of Title IV, including use of actual measured values during testing, to the level of detail required by the relevant system operator; and
 - (g) studies demonstrating steady-state and dynamic performance as required by Chapters 5, 6 or 7 of Title IV, to the level of detail required by the relevant system operator.
3. The relevant system operator, on acceptance of a complete and adequate PGMD, shall issue a final operational notification to the power-generating facility owner.
4. The power-generating facility owner shall notify the relevant system operator or the competent authority of the Member State about the permanent decommissioning of a power-generating module in accordance with national legislation.
5. Where applicable, the relevant system operator shall ensure that the commissioning and decommissioning of Type B and Type C power-generating modules can be notified electronically.
6. Member States may provide that the PGMD shall be issued by an authorised certifier.

Article 33

Procedure for type D power-generating modules

The operational notification procedure for connection of each new type D power-generating module shall comprise:

- (a) energisation operational notification ('EON');
- (b) interim operational notification ('ION'); and
- (c) final operational notification ('FON').

Article 34

Energisation operational notification for type D power-generating modules

1. An EON shall entitle the power-generating facility owner to energise its internal network and auxiliaries for the power-generating modules by using the grid connection that is specified for the connection point.
2. An EON shall be issued by the relevant system operator, subject to completion of preparations including agreement on the protection and control settings relevant to the connection point between the relevant system operator and the power-generating facility owner.

Article 35

Interim operational notification for type D power-generating modules

1. An ION shall entitle the power-generating facility owner to operate the power-generating module and generate power by using the grid connection for a limited period of time.
2. An ION shall be issued by the relevant system operator, subject to completion of the data and study review process as required by this Article.
3. With regard to the data and study review, the relevant system operator shall have the right to request that the power-generating facility owner provide the following:
 - (a) itemised statement of compliance;
 - (b) detailed technical data on the power-generating module of relevance to the grid connection as specified by the relevant system operator;



- (c) equipment certificates issued by an authorised certifier in respect of power-generating modules, where they are relied upon as part of the evidence of compliance;
- (d) simulation models, as specified by point (c) of Article 15(6) and required by the relevant system operator;
- (e) studies demonstrating the expected steady-state and dynamic performance as required by Chapter 5, 6 or 7 of Title IV; and
- (f) details of intended compliance tests in accordance with Chapters 2, 3 and 4 of Title IV.

4. The maximum period during which the power-generating facility owner may maintain ION status shall be 24 months. The relevant system operator is entitled to specify a shorter ION validity period. An extension of the ION shall be granted only if the power-generating facility owner has made substantial progress towards full compliance. Outstanding issues shall be clearly identified at the time of requesting extension.

5. An extension of the period during which the power-generating facility owner may maintain ION status, beyond the period established in paragraph 4, may be granted if a request for a derogation is made to the relevant system operator before the expiry of that period in accordance with the derogation procedure laid down in Article 60.

Article 36

Final operational notification for type D power-generating modules

1. A FON shall entitle the power-generating facility owner to operate a power-generating module by using the grid connection.
2. A FON shall be issued by the relevant system operator, upon prior removal of all incompatibilities identified for the purpose of ION status and subject to completion of the data and study review process as required by this Article.
3. For the purposes of the data and study review, the power-generating facility owner must submit the following to the relevant system operator:
 - (a) an itemised statement of compliance; and
 - (b) an update of applicable technical data, simulation models and studies as referred to in points (b), (d) and (e) of Article 35(3), including the use of actual measured values during testing.
4. If incompatibility is identified in connection with the issuing of the FON, a derogation may be granted upon a request made to the relevant system operator, in accordance with the derogation procedure described in Title V. A FON shall be issued by the relevant system operator if the power-generating module complies with the provisions of the derogation.

Where a request for a derogation is rejected, the relevant system operator shall have the right to refuse to allow the operation of the power-generating module until the power-generating facility owner and the relevant system operator resolve the incompatibility and the relevant system operator considers that the power-generating module complies with the provisions of this Regulation.

If the relevant system operator and the power-generating facility owner do not resolve the incompatibility within a reasonable time frame, but in any case not later than six months after the notification of the rejection of the request for a derogation, each party may refer the issue for decision to the regulatory authority.

Article 37

Limited operational notification for type D power-generating modules

1. Power-generating facility owners to whom a FON has been granted shall inform the relevant system operator immediately in the following circumstances:
 - (a) the facility is temporarily subject to either significant modification or loss of capability affecting its performance; or
 - (b) equipment failure leading to non-compliance with some relevant requirements.



2. The power-generating facility owner shall apply to the relevant system operator for a LON, if the power-generating facility owner reasonably expects the circumstances described in paragraph 1 to persist for more than three months.
3. A LON shall be issued by the relevant system operator and shall contain the following information which shall be clearly identifiable:
 - (a) the unresolved issues justifying the granting of the LON;
 - (b) the responsibilities and timescales for the expected solution; and
 - (c) a maximum period of validity which shall not exceed 12 months. The initial period granted may be shorter with the possibility of an extension if evidence is submitted to the satisfaction of the relevant system operator demonstrating that substantial progress has been made towards achieving full compliance.
4. The FON shall be suspended during the period of validity of the LON with regard to the items for which the LON has been issued.
5. A further extension of the period of validity of the LON may be granted upon a request for a derogation made to the relevant system operator before the expiry of that period, in accordance with the derogation procedure described in Title V.
6. The relevant system operator shall have the right to refuse to allow the operation of the power-generating module, once the LON is no longer valid. In such cases, the FON shall automatically become invalid.
7. If the relevant system operator does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the power-generating module once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6, the power-generating facility owner may refer the issue for decision to the regulatory authority within six months after the notification of the decision of the relevant system operator.

CHAPTER 2

Cost-benefit analysis

Article 38

Identification of costs and benefits of application of requirements to existing power-generating modules

1. Prior to the application of any requirement set out in this Regulation to existing power-generating modules in accordance with Article 4(3), the relevant TSO shall undertake a qualitative comparison of costs and benefits related to the requirement under consideration. This comparison shall take into account available network-based or market-based alternatives. The relevant TSO may only proceed to undertake a quantitative cost-benefit analysis in accordance with paragraphs 2 to 5, if the qualitative comparison indicates that the likely benefits exceed the likely costs. If, however, the cost is deemed high or the benefit is deemed low, then the relevant TSO shall not proceed further.
2. Following a preparatory stage undertaken in accordance with paragraph 1, the relevant TSO shall carry out a quantitative cost-benefit analysis of any requirement under consideration for application to existing power-generating modules that have demonstrated potential benefits as a result of the preparatory stage according to paragraph 1.
3. Within three months of concluding the cost-benefit analysis, the relevant TSO shall summarise the findings in a report which shall:
 - (a) include the cost-benefit analysis and a recommendation on how to proceed;
 - (b) include a proposal for a transitional period for applying the requirement to existing power-generating modules. That transitional period shall not be more than two years from the date of the decision of the regulatory authority or where applicable the Member State on the requirement's applicability;
 - (c) be subject to public consultation in accordance with Article 10.



4. No later than six months after the end of the public consultation, the relevant TSO shall prepare a report explaining the outcome of the consultation and making a proposal on the applicability of the requirement under consideration to existing power-generating modules. The report and proposal shall be notified to the regulatory authority or, where applicable, the Member State, and the power-generating facility owner or, where applicable, third party shall be informed on its content.

5. The proposal made by the relevant TSO to the regulatory authority or, where applicable, the Member State pursuant to paragraph 4 shall include the following:

- (a) an operational notification procedure for demonstrating the implementation of the requirements by the existing power-generating facility owner;
- (b) a transitional period for implementing the requirements which shall take into account the category of the power-generating module as specified in Article 5(2) and Article 23(3) and any underlying obstacles to the efficient implementation of the equipment modification/refitting.

Article 39

Principles of cost-benefit analysis

1. Power-generating facility owners and DSOs including CDSOs shall assist and contribute to the cost-benefit analysis undertaken according to Articles 38 and 63 and provide the necessary data as requested by the relevant system operator or relevant TSO within three months of receiving a request, unless agreed otherwise by the relevant TSO. For the preparation of a cost-benefit-analysis by a power-generating facility owner, or prospective owner, assessing a potential derogation pursuant to Article 62, the relevant TSO and DSO, including CDSO, shall assist and contribute to the cost-benefit analysis and provide the necessary data as requested by the power-generating facility owner, or the prospective owner, within three months of receiving a request, unless agreed otherwise by the power-generating facility owner or the prospective owner.

2. A cost-benefit analysis shall be in line with the following principles:

- (a) the relevant TSO, relevant system operator, power-generating facility owner or prospective owner shall base its cost-benefit analysis on one or more of the following calculating principles:
 - (i) the net present value;
 - (ii) the return on investment;
 - (iii) the rate of return;
 - (iv) the time needed to break even;
- (b) the relevant TSO, relevant system operator, power-generating facility owner or prospective owner shall also quantify socioeconomic benefits in terms of improvement in security of supply and shall include at least:
 - (i) the associated reduction in probability of loss of supply over the lifetime of the modification;
 - (ii) the probable extent and duration of such loss of supply;
 - (iii) the societal cost per hour of such loss of supply;
- (c) the relevant TSO, relevant system operator, power-generating facility owner or prospective owner shall quantify the benefits to the internal market in electricity, cross-border trade and integration of renewable energies, including at least:
 - (i) the active power frequency response;
 - (ii) the balancing reserves;



- (iii) the reactive power provision;
- (iv) congestion management;
- (v) defence measures;
- (d) the relevant TSO shall quantify the costs of applying the necessary rules to existing power-generating modules, including at least:
 - (i) the direct costs incurred in implementing a requirement;
 - (ii) the costs associated with attributable loss of opportunity;
 - (iii) the costs associated with resulting changes in maintenance and operation.

TITLE IV

COMPLIANCE

CHAPTER I

Compliance monitoring

Article 40

Responsibility of the power-generating facility owner

1. The power-generating facility owner shall ensure that each power-generating module complies with the requirements applicable under this Regulation throughout the lifetime of the facility. For type A power-generating modules, the power-generating facility owner may rely upon equipment certificates, issued as per Regulation (EC) No 765/2008.
2. The power-generating facility owner shall notify to the relevant system operator any planned modification of the technical capabilities of a power-generating module which may affect its compliance with the requirements applicable under this Regulation, before initiating that modification.
3. The power-generating facility owner shall notify the relevant system operator of any operational incidents or failures of a power-generating module that affect its compliance with the requirements of this Regulation, without undue delay, after the occurrence of those incidents.
4. The power-generating facility owner shall notify the relevant system operator of the planned test schedules and procedures to be followed for verifying the compliance of a power-generating module with the requirements of this Regulation, in due time and prior to their launch. The relevant system operator shall approve in advance the planned test schedules and procedures. Such approval by the relevant system operator shall be provided in a timely manner and shall not be unreasonably withheld.
5. The relevant system operator may participate in such tests and record the performance of the power-generating modules.

Article 41

Tasks of the relevant system operator

1. The relevant system operator shall assess the compliance of a power-generating module with the requirements applicable under this Regulation, throughout the lifetime of the power-generating facility. The power-generating facility owner shall be informed of the outcome of this assessment.

For type A power-generating modules, the relevant system operator may rely upon equipment certificates issued by an authorised certifier for this assessment.

2. The relevant system operator shall have the right to request that the power-generating facility owner carry out compliance tests and simulations according to a repeat plan or general scheme or after any failure, modification or replacement of any equipment that may have an impact on the power-generating module's compliance with the requirements of this Regulation.



The power-generating facility owner shall be informed of the outcome of those compliance tests and simulations.

3. The relevant system operator shall make publicly available a list of information and documents to be provided as well as the requirements to be fulfilled by the power-generating facility owner within the framework of the compliance process. The list shall cover at least the following information, documents and requirements:

- (a) all the documentation and certificates to be provided by the power-generating facility owner;
- (b) details of the technical data on the power-generating module of relevance to the grid connection;
- (c) requirements for models for steady-state and dynamic system studies;
- (d) timeline for the provision of system data required to perform the studies;
- (e) studies by the power-generating facility owner to demonstrate the expected steady-state and dynamic performance in accordance with the requirements set out in Chapters 5 and 6 of Title IV;
- (f) conditions and procedures, including the scope, for registering equipment certificates; and
- (g) conditions and procedures for the use of relevant equipment certificates issued by an authorised certifier by the power-generating facility owner.

4. The relevant system operator shall make public the allocation of responsibilities between the power-generating facility owner and the system operator for compliance testing, simulation and monitoring.

5. The relevant system operator may totally or partially delegate the performance of its compliance monitoring to third parties. In such cases, the relevant system operator shall continue ensuring compliance with Article 12, including entering into confidentiality commitments with the assignee.

6. If compliance tests or simulations cannot be carried out as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner due to reasons attributable to the relevant system operator, then the relevant system operator shall not unreasonably withhold the operational notification referred to in Title III.

Article 42

Common provisions for compliance testing

1. Testing of the performance of individual power-generating modules within a power-generating facility shall aim at demonstrating that the requirements of this Regulation have been complied with.

2. Notwithstanding the minimum requirements for compliance testing set out in this Regulation, the relevant system operator is entitled to:

- (a) allow the power-generating facility owner to carry out an alternative set of tests, provided that those tests are efficient and suffice to demonstrate that a power-generating module complies with the requirements of this Regulation;
- (b) require the power-generating facility owner to carry out additional or alternative sets of tests in those cases where the information supplied to the relevant system operator in relation to compliance testing under the provisions of Chapter 2, 3 or 4 of Title IV, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation; and
- (c) require the power-generating facility owner to carry out appropriate tests in order to demonstrate a power-generating module's performance when operating on alternative fuels or fuel mixes. The relevant system operator and the power-generating facility owner shall agree on which types of fuel are to be tested.

3. The power-generating facility owner is responsible for carrying out the tests in accordance with the conditions laid down in Chapters 2, 3 and 4 of Title IV. The relevant system operator shall cooperate and not unduly delay the performance of the tests.



4. The relevant system operator may participate in the compliance testing either on site or remotely from the system operator's control centre. For that purpose, the power-generating facility owner shall provide the monitoring equipment necessary to record all relevant test signals and measurements as well as ensure that the necessary representatives of the power-generating facility owner are available on site for the entire testing period. Signals specified by the relevant system operator shall be provided if, for selected tests, the system operator wishes to use its own equipment to record performance. The relevant system operator has sole discretion to decide about its participation.

Article 43

Common provisions on compliance simulation

1. Simulation of the performance of individual power-generating modules within a power-generating facility shall aim at demonstrating that the requirements of this Regulation have been fulfilled.
2. Notwithstanding the minimum requirements set out in this Regulation for compliance simulation, the relevant system operator may:
 - (a) allow the power-generating facility owner to carry out an alternative set of simulations, provided that those simulations are efficient and suffice to demonstrate that a power-generating module complies with the requirements of this Regulation or with national legislation; and
 - (b) require the power-generating facility owner to carry out additional or alternative sets of simulations in those cases where the information supplied to the relevant system operator in relation to compliance simulation under the provisions of Chapter 5, 6 or 7 of Title IV, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation.
3. To demonstrate compliance with the requirements of this Regulation, the power-generating facility owner shall provide a report with the simulation results for each individual power-generating module within the power-generating facility. The power-generating facility owner shall produce and provide a validated simulation model for a given power-generating module. The scope of the simulation models is set out in point (c) of Article 15(6).
4. The relevant system operator shall have the right to check that a power-generating module complies with the requirements of this Regulation by carrying out its own compliance simulations based on the provided simulation reports, simulation models and compliance test measurements.
5. The relevant system operator shall provide the power-generating facility owner with technical data and a simulation model of the network, to the extent necessary to carry out the requested simulations in accordance with Chapter 5, 6 or 7 of Title IV.

CHAPTER 2

Compliance testing for synchronous power-generating modules

Article 44

Compliance tests for type B synchronous power-generating modules

1. Power-generating facility owners shall undertake LFSM-O response compliance tests in relation to type B synchronous power-generating modules.

Instead of carrying out the relevant test, power-generating facility owners may rely upon equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In such a case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.

2. The following requirements with regard to the LFSM-O response test shall apply:
 - (a) the power-generating module's technical capability to continuously modulate active power to contribute to frequency control in case of any large increase of frequency in the system shall be demonstrated. The steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband, and dynamic parameters, including frequency step change response shall be verified;



- (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger at least 10 % of maximum capacity change in active power, taking into account the droop settings and the deadband. If required, simulated frequency deviation signals shall be injected simultaneously at both the speed governor and load controller of the control systems, taking into account the scheme of those control systems;
- (c) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the test results, for both dynamic and static parameters, meet the requirements set out in Article 13(2); and
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response.

Article 45

Compliance tests for type C synchronous power-generating modules

1. In addition to the compliance tests for type B synchronous power-generating modules described in Article 44, power-generating facility owners shall undertake the compliance tests set out in paragraphs 2, 3, 4 and 6 of this Article in relation to type C synchronous power-generating modules. Where a power-generating module provides black start capability, power-generating facility owners shall also undertake the tests referred to in paragraph 5. Instead of the relevant test, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In that case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.
2. The following requirements with regard to the LFSM-U response test shall apply:
 - (a) it shall demonstrate that the power-generating module is technically capable of continuously modulating active power at operating points below maximum capacity to contribute to frequency control in case of a large frequency drop in the system;
 - (b) the test shall be carried out by simulating appropriate active power load points, with low frequency steps and ramps big enough to trigger active power change of at least 10 % of maximum capacity, taking into account the droop settings and the deadband. If required, simulated frequency deviation signals shall be injected simultaneously into both the speed governor and the load controller references;
 - (c) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the test results, for both dynamic and static parameters, comply with point (c) of Article 15(2); and
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response.
3. The following requirements with regard to the FSM response test shall apply:
 - (a) it shall demonstrate that the power-generating module is technically capable of continuously modulating active power over the full operating range between maximum capacity and minimum regulating level to contribute to frequency control. The steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband and dynamic parameters, including robustness through frequency step change response and large, fast frequency deviations shall be verified;
 - (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger the whole active power frequency response range, taking into account the settings of droop and deadband, as well as the capability to actually increase or decrease active power output from the respective operating point. If required, simulated frequency deviation signals shall be injected simultaneously into the references of both the speed governor and the load controller of the unit or plant control system;
 - (c) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the activation time of full active power frequency response range as a result of a frequency step change is no longer than required by point (d) of Article 15(2);
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response;



- (iii) the initial delay time complies with point (d) of Article 15(2);
 - (iv) the droop settings are available within the range specified in point (d) of Article 15(2) and the deadband (threshold) is not higher than the value specified in that Article; and
 - (v) the insensitivity of active power frequency response at any relevant operating point does not exceed the requirements set out in point (d) of Article 15(2).
4. With regard to the frequency restoration control test the following requirements shall apply:
- (a) the power-generating module's technical capability to participate in frequency restoration control shall be demonstrated and the cooperation of FSM and frequency restoration control shall be checked;
 - (b) the test shall be deemed successful if the results, for both dynamic and static parameters, comply with the requirements of point (e) of Article 15(2).
5. With regard to the black start capability test the following requirements shall apply:
- (a) for power-generating modules with black start capability, this technical capability to start from shut down without any external electrical energy supply shall be demonstrated;
 - (b) the test shall be deemed successful if the start-up time is kept within the time frame set out in point (iii) of Article 15(5)(a).
6. With regard to the tripping to houseload test the following requirements shall apply:
- (a) the power-generating modules' technical capability to trip to and stably operate on house load shall be demonstrated;
 - (b) the test shall be carried out at the maximum capacity and nominal reactive power of the power-generating module before load shedding;
 - (c) the relevant system operator shall have the right to set additional conditions, taking into account point (c) of Article 15(5);
 - (d) the test shall be deemed successful if tripping to house load is successful, stable houseload operation has been demonstrated in the time period set out in point (c) of Article 15(5) and re-synchronisation to the network has been performed successfully.
7. With regard to the reactive power capability test the following requirements shall apply:
- (a) the power-generating module's technical capability to provide leading and lagging reactive power capability in accordance with points (b) and (c) of Article 18(2) shall be demonstrated;
 - (b) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the power-generating module operates at maximum reactive power for at least one hour, both leading and lagging, at:
 - minimum stable operating level,
 - maximum capacity, and
 - an active power operating point between those maximum and minimum levels;
 - (ii) the power-generating module's capability to change to any reactive power target value within the agreed or decided reactive power range shall be demonstrated.

Article 46

Compliance tests for type D synchronous power-generating modules

1. Type D synchronous power-generating modules are subject to the compliance tests for type B and C synchronous power-generating modules described in Articles 44 and 45.



2. Instead of the relevant test, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In such a case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.

CHAPTER 3

Compliance testing for power park modules

Article 47

Compliance tests for type B power park modules

1. Power-generating facility owners shall undertake LFSM-O response compliance tests in relation to type B power park modules.

Instead of the relevant test, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In that case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.

2. With regard to type B power park modules, the LFSM-O response tests shall reflect the choice of control scheme selected by the relevant system operator.

3. With regard to the LFSM-O response tests the following requirements shall apply:

- (a) the power park module's technical capability to continuously modulate active power to contribute to frequency control in case of increase of frequency in the system shall be demonstrated. The steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband, and dynamic parameters shall be verified;
- (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger at least 10 % of maximum capacity change in active power, taking into account the droop settings and the deadband. To perform this test simulated frequency deviation signals shall be injected simultaneously into the control system references;
- (c) the test shall be deemed successful in the event that the test results, for both dynamic and static parameters, comply with the requirements set out in Article 13(2).

Article 48

Compliance tests for type C power park modules

1. In addition to the compliance tests for type B power park modules described in Article 47, power-generating facility owners shall undertake the compliance tests set out in paragraphs 2 to 9 in relation to type C power park modules. Instead of the relevant test, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In such a case, the equipment certificate shall be provided to the relevant system operator.

2. With regard to the active power controllability and control range test the following requirements shall apply:

- (a) the power park module's technical capability to operate at a load level below the setpoint set by the relevant system operator or the relevant TSO shall be demonstrated;
- (b) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the load level of the power park module is kept below the setpoint;
 - (ii) the setpoint is implemented according to the requirements laid down in Article 15(2)(a); and
 - (iii) the accuracy of the regulation complies with the value specified in point (a) of Article 15(2).

3. With regard to the LFSM-U response test the following requirements shall apply:

- (a) the power park module's technical capability to continuously modulate active power to contribute to frequency control in case of a large frequency drop in the system shall be demonstrated;



- (b) the test shall be carried out by simulating the frequency steps and ramps big enough to trigger at least 10 % of maximum capacity active power change with a starting point of no more than 80 % of maximum capacity, taking into account the droop settings and the deadband;
- (c) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the test results, for both dynamic and static parameters, comply with the requirements laid down in Article 15(2)(c); and
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response.
- 4. With regard to the FSM response test the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's technical capability to continuously modulate active power over the full operating range between maximum capacity and minimum regulating level to contribute to frequency control shall be demonstrated. The steady-state parameters of regulations, such as insensitivity, droop, deadband and range of regulation, as well as dynamic parameters, including frequency step change response shall be verified;
 - (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger the whole active power frequency response range, taking into account the droop settings and the deadband. Simulated frequency deviation signals shall be injected to perform the test;
 - (c) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the activation time of the full active power frequency response range as a result of a frequency step change is no longer than that required by point (d) of Article 15(2);
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response;
 - (iii) the initial delay is in line with point (d) of Article 15(2);
 - (iv) the droop settings are available within the ranges specified in point (d) of Article 15(2) and the deadband (threshold) is not higher than the value chosen by the relevant TSO; and
 - (v) the insensitivity of active power frequency response does not exceed the requirement set out in point (d) of Article 15(2).
- 5. With regard to the frequency restoration control test the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's technical capability to participate in frequency restoration control shall be demonstrated. The cooperation of both FSM and frequency restoration control shall be checked;
 - (b) the test shall be deemed successful if the results for both dynamic and static parameters comply with the requirements of point (e) of Article 15(2).
- 6. With regard to the reactive power capability test the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's technical capability to provide leading and lagging reactive power capability in accordance with points (b) and (c) of Article 21(3) shall be demonstrated;
 - (b) it shall be carried out at maximum reactive power, both leading and lagging, and shall verify the following parameters:
 - (i) operation in excess of 60 % of maximum capacity for 30 min;
 - (ii) operation within the range of 30-50 % of maximum capacity for 30 min; and
 - (iii) operation within the range of 10-20 % of maximum capacity for 60 min;
 - (c) the test shall be deemed successful if the following criteria are fulfilled:
 - (i) the power park module operates for a duration no shorter than the requested duration at maximum reactive power, both leading and lagging, in each parameter specified in paragraph 6(b);
 - (ii) the power park module's capability to change to any reactive power target value within the agreed or decided reactive power range is demonstrated; and
 - (iii) no protection action takes place within the operation limits specified by the reactive power capacity diagram.



7. With regard to the voltage control mode test the following requirements shall apply:
- (a) the power park module's capability to operate in voltage control mode referred to in the conditions set out in points (ii) to (iv) of Article 21(3)(d) shall be demonstrated;
 - (b) The voltage control mode test shall verify the following parameters:
 - (i) the implemented slope and deadband according to Article 21(3)(d)(iii);
 - (ii) the accuracy of the regulation;
 - (iii) the insensitivity of the regulation; and
 - (iv) the time of reactive power activation;
 - (c) The test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the range of regulation and adjustable droop and deadband complies with the agreed or decided characteristic parameters set out in point (d) of Article 21(3);
 - (ii) the insensitivity of voltage control is not higher than 0,01 pu, in accordance with point (d) of Article 21(3); and
 - (iii) following a step change in voltage, 90 % of the change in reactive power output has been achieved within the times and tolerances specified in point (d) of Article 21(3).
8. With regard to the reactive power control mode test the following requirements shall apply:
- (a) the power park module's capability to operate in reactive power control mode, in accordance with point (v) of Article 21(3)(d), shall be demonstrated;
 - (b) the reactive power control mode test shall be complementary to the reactive power capability test;
 - (c) the reactive power control mode test shall verify the following parameters:
 - (i) the reactive power setpoint range and increment;
 - (ii) the accuracy of the regulation; and
 - (iii) the time of reactive power activation.
 - (d) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the reactive power setpoint range and increment are ensured in accordance with point (d) of Article 21(3); and
 - (ii) the accuracy of the regulation complies with the conditions set out in point (d) of Article 21(3).
9. With regard to the power factor control mode test the following requirements shall apply:
- (a) the power park module's capability to operate in power factor control mode in accordance with point (vi) of Article 21(3)(d) shall be demonstrated;
 - (b) the power factor control mode test shall verify the following parameters:
 - (i) the power factor setpoint range;
 - (ii) the accuracy of the regulation; and
 - (iii) the response of reactive power due to step change of active power;
 - (c) the test shall be deemed successful if the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the power factor setpoint range and increment are ensured in accordance with point (d) of Article 21(3);
 - (ii) the time of reactive power activation as a result of step active power change does not exceed the requirement laid down in point (d) of Article 21(3); and
 - (iii) the accuracy of the regulation complies with the value specified in point (d) of Article 21(3).



10. With regard to the tests referred to in paragraphs 7, 8 and 9, the relevant system operator may select only one of the three control options for testing.

Article 49

Compliance tests for type D power park modules

1. Type D power park modules are subject to the compliance tests for type B and C power park modules in accordance with the conditions set out in Articles 47 and 48.
2. Instead of the relevant test, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In that case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.

CHAPTER 4

Compliance testing for offshore power park modules

Article 50

Compliance tests for offshore power park modules

The compliance tests established in Article 44(2), as well as in paragraphs 2, 3, 4, 5, 7, 8 and 9 of Article 48 shall apply to offshore power park modules.

CHAPTER 5

Compliance simulations for synchronous power-generating modules

Article 51

Compliance simulations for type B synchronous power-generating modules

1. Power-generating facility owners shall undertake LFSM-O response simulations in relation to type B synchronous power-generating modules. Instead of the relevant simulations, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In that case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.
2. With regard to the LFSM-O response simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power-generating module's capability to modulate active power at high frequency in accordance with Article 13(2) shall be demonstrated by simulation;
 - (b) the simulation shall be carried out by means of high frequency steps and ramps reaching minimum regulating level, taking into account the droop settings and the deadband;
 - (c) the simulation shall be deemed successful in the event that:
 - (i) the simulation model of the power-generating module is validated against the compliance test for LFSM-O response described in Article 44(2); and
 - (ii) compliance with the requirement set out in Article 13(2) is demonstrated.
3. With regard to the simulation of fault-ride-through capability of type B synchronous power-generating modules, the following requirements shall apply:
 - (a) the power-generating module's capability to ride through faults in accordance with the conditions set out in subparagraph (a) of Article 14(3) shall be demonstrated by simulation;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement set out in point (a) of Article 14(3) is demonstrated.



4. With regard to the post fault active power recovery simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power-generating module's capability to provide post fault active power recovery referred to in the conditions set out in Article 17(3) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement set out in Article 17(3) is demonstrated.

Article 52

Compliance simulations for type C synchronous power-generating modules

1. In addition to the compliance simulations for type B synchronous power-generating modules set out in Article 51, type C synchronous power-generating modules shall be subject to the compliance simulations detailed in paragraphs 2 to 5. Instead of all or part of those simulations, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.

2. With regard to the LFSM-U response simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power-generating module's capability to modulate active power at low frequencies in accordance with point (c) of Article 15(2) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be carried out by means of low frequency steps and ramps reaching maximum capacity, taking into account the droop settings and the deadband;
 - (c) the simulation shall be deemed successful in the event that:
 - (i) the simulation model of the power-generating module is validated against the compliance test for LFSM-U response described in of Article 45(2); and
 - (ii) compliance with the requirement of point (c) of Article 15(2) is demonstrated.
3. With regard to the FSM response simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power-generating module's capability to modulate active power over the full frequency range in accordance with point (d) of Article 15(2) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger the whole active power frequency response range, taking into account the droop settings and the deadband;
 - (c) the simulation shall be deemed successful in the event that:
 - (i) the simulation model of the power-generating module is validated against the compliance test for FSM response described in Article 45(3); and
 - (ii) compliance with the requirement of point (d) of Article 15(2) is demonstrated.
4. With regard to the island operation simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power-generating module's performance during island operation referred to in the conditions set out in point (b) of Article 15(5) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if the power-generating module reduces or increases the active power output from its previous operating point to any new operating point within the P-Q-capability diagram within the limits of point (b) of Article 15(5), without disconnection of the power-generating module from the island due to over- or underfrequency.



5. With regard to the reactive power capability simulation the following requirements shall apply:
- (a) the power-generating module's capability to provide leading and lagging reactive power capability in accordance with the conditions set out in points (b) and (c) of Article 18(2) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:
 - (i) the simulation model of the power-generating module is validated against the compliance tests for reactive power capability described in Article 45(7); and
 - (ii) compliance with the requirements of points (b) and (c) of Article 18(2) is demonstrated.

Article 53

Compliance simulations for type D synchronous power-generating modules

1. In addition to the compliance simulations for type B and C synchronous power-generating modules set out in Articles 51 and 52, except for the simulation of fault-ride-through capability of type B synchronous power-generating modules referred to in Article 51(3), type D synchronous power-generating modules are subject to the compliance simulations set out in paragraphs 2 and 3. Instead of all or part of those simulations, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.
2. With regard to the power oscillations damping control simulation the following requirements shall apply:
- (a) it shall be demonstrated that the power-generating module's performance in terms of its control system ('PSS function') is capable of damping active power oscillations in accordance with the conditions set out in paragraph 2 of Article 19;
 - (b) the tuning must result in improved damping of corresponding active power response of the AVR in combination with the PSS function, compared to the active power response of the AVR alone;
 - (c) the simulation shall be deemed successful if the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the PSS function damps the existing active power oscillations of the power-generating module within a frequency range specified by the relevant TSO. That frequency range shall include the local mode frequencies of the power-generating module and the expected network oscillations; and
 - (ii) a sudden load reduction of the power-generating module from 1 pu to 0,6 pu of the maximum capacity does not lead to undamped oscillations in active or reactive power of the power-generating module.
3. With regard to the simulation of fault-ride-through capability of type D synchronous power-generating modules, the following requirements shall apply:
- (a) the power-generating module's capability to provide fault-ride-through in accordance with the conditions set out in point (a) of Article 16(3) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement laid down in point (a) of Article 16(3) is demonstrated.

CHAPTER 6

Compliance simulations for power park modules

Article 54

Compliance simulations for type B power park modules

1. Type B power park modules are subject to the compliance simulations in paragraphs 2 to 5. Instead of all or part of those simulations, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.



2. With regard to the LFSM-O response simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's capability to modulate active power at high frequency in accordance with Article 13(2) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be carried out by means of high frequency steps and ramps reaching minimum regulating level, taking into account the droop settings and the deadband;
 - (c) the simulation shall be deemed successful in the event that:
 - (i) the simulation model of the power park module is validated against the compliance test for LFSM-O response set out in Article 47(3); and
 - (ii) compliance with the requirement laid down in Article 13(2) is demonstrated.
3. With regard to the fast fault current injection simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's capability to provide fast fault current injection in accordance with the conditions set out in point (b) of Article 20(2) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement laid down in point (b) of Article 20(2) is demonstrated.
4. With regard to the fault-ride-through simulation capability of type B power park modules, the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's capability to ride through faults in accordance with the conditions set out in point (a) of Article 14(3) shall be demonstrated by simulation;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement laid down in point (a) of Article 14(3) is demonstrated.
5. The following requirements with regard to the post fault active power recovery simulation shall apply:
 - (a) the power park module's capability to provide post fault active power recovery in accordance with the conditions set out in Article 20(3) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement laid down in Article 20(3) is demonstrated.

Article 55

Compliance simulations for type C power park modules

1. In addition to the compliance simulations for type B power park modules set out in Article 54, type C power park modules are subject to the compliance simulations set out in paragraphs 2 to 7. Instead of all or part of those simulations, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.
2. With regard to the LFSM-U response simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's capability to modulate active power at low frequencies in accordance with point (c) of Article 15(2) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be carried out by simulating low frequency steps and ramps reaching maximum capacity, taking into account the droop settings and the deadband;
 - (c) the simulation shall be deemed successful in the event that:
 - (i) the simulation model of the power park module is validated against the compliance test for LFSM-U response set out in Article 48(3); and
 - (ii) compliance with the requirement laid down in point (c) of Article 15(2) is demonstrated.



3. With regard to the FSM response simulation the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's capability to modulate active power over the full frequency range as referred to in point (d) of Article 15(2) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger the whole active power frequency response range, taking into account the droop settings and the deadband;
 - (c) the simulation shall be deemed successful in the event that:
 - (i) the simulation model of the power park module is validated against the compliance test for FSM response set out in Article 48(4); and
 - (ii) compliance with the requirement laid down in point (d) of Article 15(2) is demonstrated.
4. With regard to the island operation simulation, the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module's performance during island operation in accordance with the conditions set out in point (b) of Article 15(5) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be deemed successful in the event that the power park module reduces or increases the active power output from its previous operating point to any new operating point, within the P-Q-capability diagram and within the limits set out in point (b) of Article 15(5), without disconnection of the power park module from the island due to over- or underfrequency.
5. With regard to the simulation of the capability of providing synthetic inertia, the following requirements shall apply:
 - (a) the model of the power park module's capability of providing synthetic inertia to a low frequency event as set out in point (a) of Article 21(2) shall be demonstrated;
 - (b) the simulation shall be deemed successful if the model demonstrates that it complies with the conditions set out in Article 21(2).
6. With regard to the reactive power capability simulation, the following requirements shall apply:
 - (a) the power park module shall demonstrate that it can provide leading and lagging reactive power capability as set out in points (b) and (c) of Article 21(3);
 - (b) the simulation shall be deemed successful if the following conditions are cumulatively fulfilled:
 - (i) the simulation model of the power park module is validated against the compliance tests for reactive power capability set out in paragraph 6 of Article 48; and
 - (ii) compliance with the requirements laid down in points (b) and (c) of Article 21(3) is demonstrated.
7. With regard to the power oscillations damping control simulation, the following requirements shall apply:
 - (a) the model of the power park module shall demonstrate that it can provide active power oscillations damping capability accordance with point (f) of Article 21(3);
 - (b) the simulation shall be deemed successful in the event that the model demonstrates compliance with the conditions described in point (f) of Article 21(3).



Article 56

Compliance simulations for type D power park modules

1. In addition to the compliance simulations for type B and C power park modules set out in Articles 54 and 55, except for the fault-ride-through capability of type B power park modules referred to in Article 54(4), type D power park modules are subject to the fault-ride-through capability of power park modules compliance simulation.
2. Instead of all or part of the simulations mentioned in paragraph 1, the power-generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.
3. The model of the power park module shall demonstrate that it is suitable for simulating the fault-ride-through capability in accordance with point (a) of Article 16(3).
4. The simulation shall be deemed successful if the model demonstrates compliance with the conditions set out in point (a) of Article 16(3).

CHAPTER 7

Compliance simulations for offshore power park modules

Article 57

Compliance simulations applicable to offshore power park modules

The compliance simulations specified in paragraphs 3 and 5 of Article 54 as well as in paragraphs 4, 5 and 7 of Article 55 shall apply to any offshore power park module.

CHAPTER 8

Non-binding guidance and monitoring of implementation

Article 58

Non-binding guidance on implementation

1. No later than six months after the entry into force of this Regulation, the ENTSO for Electricity shall prepare and thereafter every two years provide non-binding written guidance to its members and other system operators concerning the elements of this Regulation requiring national decisions. The ENTSO for Electricity shall publish this guidance on its website.
2. ENTSO for Electricity shall consult stakeholders when providing non-binding guidance.
3. The non-binding guidance shall explain the technical issues, conditions and interdependencies which need to be considered when complying with the requirements of this Regulation at national level.

Article 59

Monitoring

1. ENTSO for Electricity shall monitor the implementation of this Regulation in accordance with Article 8(8) of Regulation (EC) No 714/2009. Monitoring shall cover in particular the following matters:
 - (a) identification of any divergences in the national implementation of this Regulation;
 - (b) assessment of whether the choice of values and ranges in the requirements applicable to power-generating modules under this Regulation continues to be valid.
2. The Agency, in cooperation with ENTSO for Electricity, shall produce by 12 months after the entry into force of this Regulation a list of the relevant information to be communicated by ENTSO for Electricity to the Agency in accordance with Article 8(9) and Article 9(1) of Regulation (EC) No 714/2009. The list of relevant information may be subject to updates. ENTSO for Electricity shall maintain a comprehensive, standardised format, digital data archive of the information required by the Agency.



3. Relevant TSOs shall submit to ENTSO for Electricity the information required to perform the tasks referred to in paragraphs 1 and 2.

Based on a request of the regulatory authority, DSOs shall provide TSOs with information under paragraph 2 unless the information is already obtained by regulatory authorities, the Agency or ENTSO-E in relation to their respective implementation monitoring tasks, with the objective of avoiding duplication of information.

4. Where ENTSO for Electricity or the Agency establish areas subject to this Regulation where, based on market developments or experience gathered in the application of this Regulation, further harmonisation of the requirements under this Regulation is advisable to promote market integration, they shall propose draft amendments to this Regulation pursuant to Article 7(1) of Regulation (EC) No 714/2009.

TITLE V

DEROGATIONS

Article 60

Power to grant derogations

1. Regulatory authorities may, at the request of a power-generating facility owner or prospective owner, relevant system operator or relevant TSO, grant power-generating facility owners or prospective owners, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing power-generating modules in accordance with Articles 61 to 63.

2. Where applicable in a Member State, derogations may be granted and revoked in accordance with Articles 61 to 63 by other authorities than the regulatory authority.

Article 61

General provisions

1. Each regulatory authority shall specify, after consulting relevant system operators and power-generating facility owners and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations pursuant to Articles 62 and 63. It shall publish those criteria on its website and notify them to the Commission within nine months of the entry into force of this Regulation. The Commission may require a regulatory authority to amend the criteria if it considers that they are not in line with this Regulation. This possibility to review and amend the criteria for granting derogations shall not affect the derogations already granted which shall continue to apply until the scheduled expiry date as detailed in the decision granting the exemption.

2. If the regulatory authority deems that it is necessary due to a change in circumstances relating to the evolution of system requirements, it may review and amend at most once every year the criteria for granting derogations in accordance with paragraph 1. Any changes to the criteria shall not apply to derogations for which a request has already been made.

3. The regulatory authority may decide that power-generating modules for which a request for a derogation has been filed pursuant to Articles 62 or 63 do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.

Article 62

Request for a derogation by a power-generating facility owner

1. Power-generating facility owners, or prospective owners, may request a derogation to one or several requirements of this Regulation for power-generating modules within their facilities.

2. A request for a derogation shall be filed with the relevant system operator and include:

- (a) an identification of the power-generating facility owner, or prospective owner, and a contact person for any communications;
- (b) a description of the power-generating module or modules for which a derogation is requested;



- (c) a reference to the provisions of this Regulation from which a derogation is requested and a detailed description of the requested derogation;
- (d) detailed reasoning, with relevant supporting documents and cost-benefit analysis pursuant to the requirements of Article 39;
- (e) demonstration that the requested derogation would have no adverse effect on cross-border trade.

3. Within two weeks of receipt of a request for a derogation, the relevant system operator shall confirm to the power-generating facility owner, or prospective owner, whether the request is complete. If the relevant system operator considers that the request is incomplete, the power-generating facility owner, or prospective owner, shall submit the additional required information within one month from the receipt of the request for additional information. If the power-generating facility owner, or prospective owner, does not supply the requested information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn.

4. The relevant system operator shall, in coordination with the relevant TSO and any affected adjacent DSO or DSOs, assess the request for a derogation and the provided cost-benefit analysis, taking into account the criteria determined by the regulatory authority pursuant to Article 61.

5. If a request for a derogation concerns a type C or D power-generating module connected to a distribution system, including a closed distribution system, the relevant system operator's assessment must be accompanied by an assessment of the request for a derogation by the relevant TSO. The relevant TSO shall provide its assessment within two months of being requested to do so by the relevant system operator.

6. Within six months of receipt of a request for a derogation, the relevant system operator shall forward the request to the regulatory authority and submit the assessment(s) prepared in accordance with paragraphs 4 and 5. That period may be extended by one month where the relevant system operator seeks further information from the power-generating facility owner, or prospective owner and by two months where the relevant system operator requests the relevant TSO to submit an assessment of the request for a derogation.

7. The regulatory authority shall adopt a decision concerning any request for a derogation within six months from the day after it receives the request. That time limit may be extended by three months before its expiry where the regulatory authority requires further information from the power-generating facility owner, or prospective owner, or from any other interested parties. The additional period shall begin when the complete information has been received.

8. The power-generating facility owner, or prospective owner, shall submit any additional information requested by the regulatory authority within two months of such request. If the power-generating facility owner, or prospective owner, does not supply the requested information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn unless, before its expiry:

- (a) the regulatory authority decides to provide an extension; or
- (b) the power-generating facility owner, or prospective owner, informs the regulatory authority by means of a reasoned submission that the request for a derogation is complete.

9. The regulatory authority shall issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Where the regulatory authority grants a derogation, it shall specify its duration.

10. The regulatory authority shall notify its decision to the relevant power-generating facility owner, or prospective owner, the relevant system operator and the relevant TSO.

11. A regulatory authority may revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency pursuant to Article 65(2).

12. For Type A power-generating modules, a request for a derogation under this Article may be made by a third party on behalf of the power-generating facility owner, or prospective owner. Such a request may be for a single power-generating module or multiple, identical power-generating modules. In the case of the latter, and provided the cumulative maximum capacity is specified, the third party may substitute the details required by point (a) of paragraph 2 with their details.



Article 63

Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO

1. Relevant system operators or relevant TSOs may request derogations for classes of power-generating modules connected or to be connected to their network.
2. Relevant system operators or relevant TSOs shall submit their requests for derogations to the regulatory authority. Each request for a derogation shall include:
 - (a) identification of the relevant system operator or relevant TSO, and a contact person for any communications;
 - (b) a description of the power-generating modules for which a derogation is requested and the total installed capacity and number of power-generating modules;
 - (c) the requirement or requirements of this Regulation for which a derogation is requested, with a detailed description of the requested derogation;
 - (d) detailed reasoning, with all relevant supporting documents;
 - (e) demonstration that the requested derogation would have no adverse effect on cross-border trade;
 - (f) a cost-benefit analysis pursuant to the requirements of Article 39. If applicable, the cost-benefit analysis shall be carried out in coordination with the relevant TSO and any adjacent DSO or DSOs.
3. Where the request for a derogation is submitted by a relevant DSO or CDSO, the regulatory authority shall, within two weeks from the day after receipt of that request, ask the relevant TSO to assess the request for a derogation in the light of the criteria determined by the regulatory authority pursuant to Article 61.
4. Within two weeks from the day after the receipt of such request for assessment, the relevant TSO shall confirm to the relevant DSO or CDSO whether the request for a derogation is complete. If the relevant TSO considers that it is incomplete, the relevant DSO or CDSO shall submit the required additional information within one month from the receipt of the request for additional information.
5. Within six months of receipt of a request for a derogation, the relevant TSO shall submit to the regulatory authority its assessment, including any relevant documentation. The six-month time limit may be extended by one month where the relevant TSO seeks further information from the relevant DSO or from the relevant CDSO.
6. The regulatory authority shall adopt a decision concerning a request for a derogation within six months from the day after it receives the request. Where the request for a derogation is submitted by the relevant DSO or CDSO, the six-month time limit runs from the day following receipt of the relevant TSO's assessment pursuant to paragraph 5.
7. The six-month time limit referred to in paragraph 6 may, before its expiry, be extended by an additional three months where the regulatory authority requests further information from the relevant system operator requesting the derogation or from any other interested parties. That additional period shall run from the day following the date of receipt of the complete information.

The relevant system operator shall provide any additional information requested by the regulatory authority within two months from the date of the request. If the relevant system operator does not provide the requested additional information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn unless, before expiry of the time limit:

- (a) the regulatory authority decides to provide an extension; or
 - (b) the relevant system operator informs the regulatory authority by means of a reasoned submission that the request for a derogation is complete.
8. The regulatory authority shall issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Where the regulatory authority grants derogation, it shall specify its duration.



9. The regulatory authority shall notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO and the Agency.

10. Regulatory authorities may lay down further requirements concerning the preparation of requests for derogation by relevant system operators. In doing so, regulatory authorities shall take into account the delineation between the transmission system and the distribution system at the national level and shall consult with system operators, power-generating facility owners and stakeholders, including manufacturers.

11. A regulatory authority may revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency pursuant to Article 65(2).

Article 64

Register of derogations from the requirements of this Regulation

1. Regulatory authorities shall maintain a register of all derogations they have granted or refused and shall provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months, a copy of which shall be given to ENTSO for Electricity.

2. The register shall contain, in particular:

- (a) the requirement or requirements for which the derogation is granted or refused;
- (b) the content of the derogation;
- (c) the reasons for granting or refusing the derogation;
- (d) the consequences resulting from granting the derogation.

Article 65

Monitoring of derogations

1. The Agency shall monitor the procedure of granting derogations with the cooperation of the regulatory authorities or relevant authorities of the Member State. Those authorities or relevant authorities of the Member State shall provide the Agency with all the information necessary for that purpose.

2. The Agency may issue a reasoned recommendation to a regulatory authority to revoke a derogation due to a lack of justification. The Commission may issue a reasoned recommendation to a regulatory authority or relevant authority of the Member State to revoke derogation due to a lack of justification.

3. The Commission may request the Agency to report on the application of paragraphs 1 and 2 and to provide reasons for requesting or not requesting derogations to be revoked.

TITLE VI

TRANSITIONAL ARRANGEMENTS FOR EMERGING TECHNOLOGIES

Article 66

Emerging technologies

1. With the exception of Article 30, the requirements of this Regulation shall not apply to power-generating modules classified as an emerging technology, in accordance with the procedures set out in this Title.



2. A power-generating module shall be eligible to be classified as an emerging technology pursuant to Article 69, provided that:

- (a) it is of type A;
- (b) it is a commercially available power-generating module technology; and
- (c) the accumulated sales of the power-generating module technology within a synchronous area at the time of application for classification as an emerging technology do not exceed 25 % of the maximum level of cumulative maximum capacity established pursuant to Article 67(1).

Article 67

Establishment of thresholds for classification as emerging technologies

1. The maximum level of cumulative maximum capacity of power-generating modules classified as emerging technologies in a synchronous area shall be 0,1 % of the annual maximum load in 2014 in that synchronous area.

2. Member States shall ensure that their maximum level of cumulative maximum capacity of power-generating modules classified as emerging technologies is calculated by multiplying the maximum level of cumulative maximum capacity of power-generating modules classified as emerging technologies of a synchronous area with the ratio of annual electrical energy generated in 2014 in the Member State to the total annual electrical energy generated in 2014 in the respective synchronous area to which the Member State belongs.

For Member States belonging to parts of different synchronous areas, the calculation shall be carried out on a pro rata basis for each of those parts and combined to give the total allocation to that Member State.

3. The source of the data for applying this Article shall be the ENTSO for Electricity's *Statistical factsheet* published in 2015.

Article 68

Application for classification as an emerging technology

1. Within six months of the entry into force of this Regulation manufacturers of Type A power-generating modules may submit to the relevant regulatory authority a request for classification of their power-generating module technology as an emerging technology.

2. In connection with a request pursuant to paragraph 1, the manufacturer shall inform the relevant regulatory authority of the accumulated sales of the respective power-generating module technology within each synchronous area at the time of application for classification as an emerging technology.

3. Proof that a request submitted pursuant to paragraph 1 complies with the eligibility criteria laid down in Articles 66 and 67 shall be provided by the manufacturer.

4. Where applicable in a Member State, assessment of requests and approval and withdrawal of classification as an emerging technology may be undertaken by authorities other than the regulatory authority.

Article 69

Assessment and approval of requests for classification as an emerging technology

1. By 12 months of the entry into force of this Regulation, the relevant regulatory authority shall decide, in coordination with all the other regulatory authorities of a synchronous area, which power-generating modules, if any, should be classified as an emerging technology. Any regulatory authority of the relevant synchronous area may request a prior opinion from the Agency, which shall be issued within three months of receipt of the request. The decision of the relevant regulatory authority shall take into account the opinion of the Agency.



2. A list of power-generating modules approved as emerging technologies shall be published by each regulatory authority of a synchronous area.

Article 70

Withdrawal of classification as an emerging technology

1. From the date of the decision of the regulatory authorities pursuant to Article 69(1), the manufacturer of any power-generating module classified as an emerging technology shall submit to the regulatory authority every two months an update of the sales of the module per Member State for the past two months. The regulatory authority shall make publicly available the cumulative maximum capacity of power-generating modules classified as emerging technologies.
2. In the event that the cumulative maximum capacity of all power-generating modules classified as emerging technologies connected to networks exceeds the threshold established in Article 67, the classification as an emerging technology shall be withdrawn by the relevant regulatory authority. The withdrawal decision shall be published.
3. Without prejudice to the provisions of paragraphs 1 and 2, all regulatory authorities of a synchronous area may decide in a coordinated manner to withdraw a classification as an emerging technology. The regulatory authorities of the synchronous area concerned may request a prior opinion from the Agency, which shall be issued within three months of receipt of the request. Where applicable, the coordinated decision of the regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. The withdrawal decision shall be published by each regulatory authority of a synchronous area.

Power-generating modules classified as emerging technologies and connected to the network prior to the date of withdrawal of that classification as an emerging technology shall be considered as existing power-generating modules and shall therefore only be subject to the requirements of this Regulation pursuant to the provisions of Article 4(2) and Articles 38 and 39.

TITLE VII

FINAL PROVISIONS

Article 71

Amendment of contracts and general terms and conditions

1. Regulatory authorities shall ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new power-generating modules are brought into compliance with the requirements of this Regulation.
2. All relevant clauses in contracts and relevant clauses of general terms and conditions relating to the grid connection of existing power-generating modules subject to all or some of the requirements of this Regulation in accordance with Article 4(1) shall be amended in order to comply with the requirements of this Regulation. The relevant clauses shall be amended within three years following the decision of the regulatory authority or Member State as referred to in Article 4(1).
3. Regulatory authorities shall ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing power-generating facilities subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for power-generating facilities, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.



Article 72

Entry into force

This Regulation shall enter into force on the twentieth day following that of its publication in the *Official Journal of the European Union*.

Without prejudice to Articles 4(2)(b), 7, 58, 59, 61 and Title VI, the requirements of this Regulation shall apply from three years after publication.

This Regulation shall be binding in its entirety and directly applicable in all Member States.

Done at Brussels, 14 April 2016.

For the Commission

The President

Jean-Claude JUNCKER

VENDIM

Nr. 130, datë 4.6.2018

**MBI FILLIMIN E PROCEDURAVE PËR
SHQYRTIMIN E APLIKIMIT TË
SHOQËRISË “FURNIZUESI I TREGUT
TË LIRË” SHA (“FTL” SHA), PËR
LICENCIM NË VEPRIMTARINË E
TREGTIMIT TË ENERGJISË
ELEKTRIKE**

Në mbështetje të neneve 16 dhe 37, pika 2, germa “d”, të ligjit nr. 43/2015, “Për sektorin e energjisë elektrike”, i ndryshuar; neneve 4, pika 1, germa “e”; 5, pika 1, germa “e”; 10, pika 3 të “Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënie, modifikimin, transferimin, rinovimin ose heqjen e licencave në sektorin e energjisë elektrike”, të miratuar me vendimin e bordit të ERE-s nr. 109, datë 29.6.2016, si dhe nenit 19, pika 1, germa “a” të “Rregullores së organizimit, funksionimit dhe procedurave të ERE-s”, miratuar me vendimin nr. 96, datë 17.6.2016, bordi i ERE-s, në mbledhjen e tij të datës 4.6.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe e Monitorimit të Tregut mbi fillimin e procedurës për shqyrtimin e aplikimit të shoqërisë “Furnizuesi i Tregut të Lirë” sh.a., për licencim në veprimtarinë e Tregtimit të energjisë elektrike, konstatoi se:

- Me shkresën nr. 7818 prot., datë 27.4.2018, protokolluar me tonën nr. 355 prot., datë 30.4.2018, OSHEE sh.a., ka përcjellë në ERE dokumentacionin për transferimin dhe licencimin e

shoqërive të kontrolluara nga ana e saj. Ndër to, është edhe dokumentacioni i shoqërisë “Furnizuesi i Tregut të Lirë” sh.a. (FTL sh.a.), për licencim në veprimtarinë e tregtimit të energjisë elektrike.

- Me shkresën nr. 2 prot., datë 27.4.2018, “Furnizuesi i Tregut të Lirë” sh.a. (“FTL” sh.a.), ka paraqitur në ERE një kërkesë për t’u pajisur me licencë në veprimtarinë e tregtimit të energjisë elektrike.

- Me shkresën nr. 1090/1 prot., datë 6.4.2018 të OSHEE sh.a. është bërë me dije se shoqëria “Furnizuesi i Tregut të Lirë” sh.a. (“FTL” sh.a.), është themeluar si shoqëri e kontrolluar, në zbatim të ligjit nr. 43/2015, “Për sektorin e energjisë elektrike”, i ndryshuar, ligjit nr. 9901, datë 14.4.2008, “Për tregtarët dhe shoqëritë tregtare”, i ndryshuar, dhe urdhrit të Asamblesë së Përgjithshme nr. 157 prot., datë 12.2.2018, të shoqërisë OSHEE sh.a., në cilësinë e aksionarit themelues dhe **shoqërisë mëmë**. Data e themelimit është 28.3.2018.

- Aplikimi i shoqërisë “FTL” sh.a. plotëson pjesërisht kërkesat e parashikuara nga ERE në “Rregulloren për procedurat dhe afatet për dhënie, modifikim, transferim, rinovim ose heqjen e licencave në sektorin e energjisë elektrike”, si më poshtë:

- Format i aplikimit (neni 9, pika 1, gjerat “a”, “b”, “c”), plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacioni juridik, administrativ dhe pronësor (neni 9, pika 2, gjerat “a”, “b”, “c”, “d”), plotësuar në mënyrë korrekte.



- Dokumentacioni financiar dhe fiskal (neni 9, pika 3, germa “b”, “c”, “d”), plotësuar në mënyrë korrekte.

- Dokumentacioni teknik për aktivitetin e tregimit të energjisë elektrike (neni 9, pika 4.8, germa “b”, “c”), plotësuar në mënyrë korrekte.

Për mungesën e dokumentacionit që ka të bëjë me:

- Nenin 9, pika 2, germa “e” (struktura e ndërtimit dhe funksionimit administrativ të shoqërisë);

- Nenin 9, pika 3, germa “a” (vërtetime që shoqëria nuk ka detyrime për tatim-taksa dhe ndaj Institutit të Sigurimeve Shoqërore);

- Nenin 9, pika 4.8, germa “a” (sasia e energjisë elektrike që parashikohet për t’u tregtuar) dhe germa “d” (sasitë e energjisë elektrike që do të tregtojnë sipas viteve), do të do të njoftohet shoqëria që në bazë të “Rregullores për procedurat dhe afatet për dhënien, modifikimin, transferimin, rinovimin dhe heqjen

e licencave në sektorin e energjisë elektrike”, neni 11, pika 1, t’i paraqesë në ERE brenda afateve.

Për gjithë sa më sipër cituar, bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të fillojë procedurën për shqyrtimin e aplikimit për licencim të shoqërisë “Furnizuesi i Tregut të Lirë” sh.a. (“FTL” sh.a.), në veprimtarinë e tregimit të energjisë elektrike.

2. Drejtoria e Licencimit dhe Monitorimit të Tregut të njoftojë aplikuesin për vendimin e bordit të ERE-s.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë.

Ky vendim botohet në Fletoren Zyrtare.

Ky vendim mund të ankimohet në Gjykatën Administrative Tiranë, brenda 30 ditëve kalendarike nga botimi në Fletoren Zyrtare.

KRYETARI
Petrit Ahmeti

	Formati 61x86/8
--	-----------------

Shtypshkronja e Qendrës së Botimeve Zyrtare
Tiranë, 2018

Adresa: Rr. “Nikolla Jorga”, Tiranë
Tel./fax: +355 4 24 27 004 Tel.: +355 4 24 27 006

Çmimi 952 lekë